ANNUAL REPORT 1983/84

The New Brunswick Electric Power Commission

85-0146/

Highlights

Total generation and purchases of energy was 16 299 213 045 kW.h, an increase of 34% and a record for NB Power.

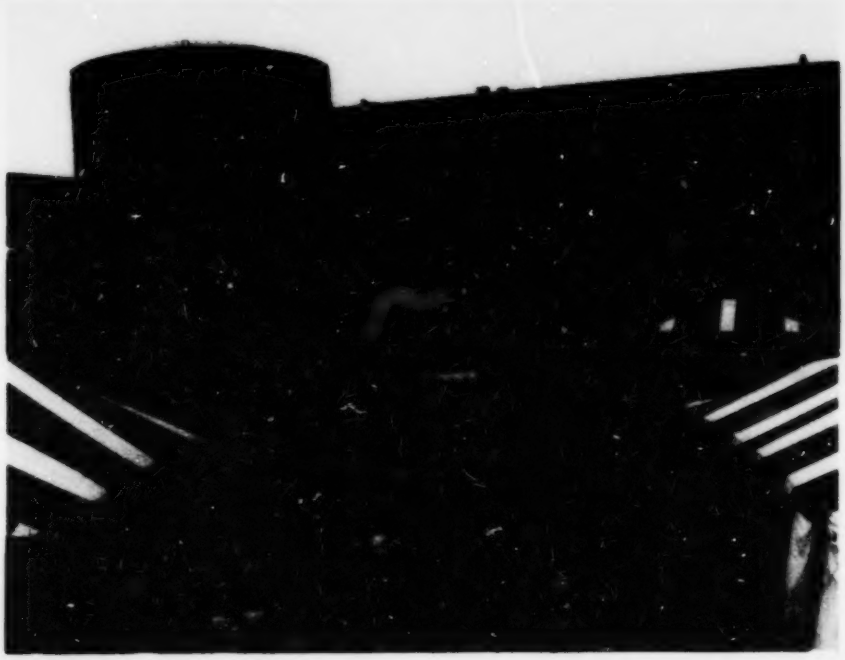
The Point Lepreau Nuclear Generating Station produced 5.5 billion kilowatt hours of electricity and accounted for 33.7% of total supply.

Revenue amounted to $768.7 million with interconnection revenue increasing by $140.2 million and in-province revenue by $82.9 million.

Excellent nuclear performance and above average water flows accounted for $33.0 million being allocated to the Generation Equalization Reserve.

Net income amounted to $2.0 million, reflecting higher than expected fuel and purchased power costs.

Industrial sales increased by 25.6% during the year due to recovery and growth, especially in the pulp and paper sector. Residential sales increased by 11.7%.



New Brunswickers and industry representatives from around the world celebrated the official opening of the Point Lepreau Generating Station on June 25, 1983.

Contents

3 Comments

4 Operations

4 Finance

6 Directions

12 Graphical Review

14 Corporate Information

15 Financial Statements

31 Statement of Generation and Sales

33 Business of NB Power

COVER

NB Power's transportation fleet colours will be changed over the next five years to light cream with striping and the prominent orange NB Power symbol as shown on the cover.

June 25, 1984

To His Honour G.F. Stanley
Lieutenant Governor of
New Brunswick

May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended March 31, 1984.

Respectfully submitted,

Leland W. McGaw, Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

1784-1984

Comments

Exceptional performance of the Point Lepreau Generating Station, improved in-province sales and record electricity exports led to a positive net income and offset increased net interest and depreciation expenses and unexpected cost increases for fuel and purchased power during the 1983/84 fiscal year.

Revenue for the year increased by $223.1 million to $768.7 million due primarily to a 75.8% increase in energy exports and a 15.9% recovery and growth in in-province sales along with an 8.8% rate increase implemented in April 1983. Exports accounted for over 40% of total revenue with roughly half coming from participation contracts in connection with Point Lepreau and Coleson Cove generating stations and half from economy sales to interconnected Maritime and New England utilities.

Net income was affected by higher than expected fuel and purchased power costs arising from a combination of changing heavy fuel and crude oil market conditions and an accord between Alberta and the Federal government on Canadian oil prices. This added about $35 million to the operating costs of NB Power. Through good performance of the nuclear plant, above average water conditions, increased sales and active management control, expenses were reduced and revenues increased yielding a small year-end surplus of $2.0 million.

With the completion of the major capital construction program started in the early 1970's, the utility has undergone a significant change in direction and staff reorganization with increased emphasis on productivity and efficiency improvements and a renewed thrust in domestic and export marketing.

A highlight of the fiscal year was the official opening of the Point Lepreau Generating Station, held June 25, 1983. Industry representatives from around the world gathered to commemorate the successful start-up and commercial operation of Atlantic Canada's first nuclear generating station. The unit achieved a 92.2% capacity factor during the fiscal year producing about one-third of all generation and purchases. This exceptional performance has permitted the utility to derive security of energy supply through sound Canadian CANDU technology and stability of price considering the vagaries of the world oil market.

While less than 6% of in-province supply is now generated from oil, much of the purchased energy is tied to the price of oil, and efforts are being intensified to find economic means of converting existing oil-fired units to coal. A Federal Government/NB Power study to evaluate the potential conversion of the Coleson Cove Generating Station is in its final phase.

Priority was given to advancing work on new interconnection facilities with Hydro-Québec and upgrading the interconnection with New England enabling NB Power to import and in the near future export additional energy.

Work continued towards increasing the operating level of the Mactaquac headpond by three feet in early summer 1984. The utility also participated in several innovative alternate fuel and waste heat research and development projects.

Sound management, the coming to fruition of past strategies, and new directions for the future will enable the provincially-owned utility to take advantage of opportunities that are now available. The mandate to supply the electrical needs of the people of New Brunswick through efficient and productive operation of the provincial utility continues to be a primary goal; the efforts of the Commission, its Management and staff to achieve this important objective are to be commended.

Hon. Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager

Operations

The economic recovery in New Brunswick was a determining factor in the 15.9% increase in NB Power's in-province electricity sales following two years of recessionary impact. Overall demand for electricity increased in all customer classifications with a solid recovery experienced in the industrial sector, especially the pulp and paper industry, which had suffered significant reductions in capacity utilization during the recession. Modernization and expansion at New Brunswick International Paper Company and Consolidated Bathurst, and production start-up at two new mines, Potash Company of America and Mount Pleasant, accounted for a significant part of the industrial sales growth. Total industrial sales increased by 25.6% during the year.

Sales to residential, wholesale and general service customers showed respective increases of 11.7%, 8.3% and 3.7% for the year. Conversion of over 6000 residences from oil to electric space heating and the addition of over 5000 new residential customers in the Province were largely responsible for residential and wholesale sales growth with the balance attributed to colder weather conditions in comparison to the previous year. Currently, about 71 500 homes use electricity as a principal heating source, representing over 30% of all homes in New Brunswick.

Sales of energy to interconnected utilities totalled 6 272 884 000 kW.h, a 75.8% increase over the previous year. The sharp increase in export sales was due to the export of capacity and energy from Point Lepreau to various New England utilities under the terms of Unit Participation Agreements that went into effect during 1983, and an increase in economy sales to Prince Edward Island, Nova Scotia and New England utilities.

On July 6, 1983, the National Energy Board approved the sale of 25 MW from Point Lepreau to Commonwealth Electric Company of Wareham, Massachusetts, bringing the total contracted sales approved by the National Energy Board from Point Lepreau to 230 MW. Later in September, the Board also approved an agreement for the supply of system power and associated energy to Central Maine Power. The agreement came into effect on November 1, 1983 to supply 100 MW until October 31, 1984, increasing to 150 MW on November 1, 1984 and remaining at that level until October 31, 1991.

Economy sales to New England increased 15.5% to 2 665 118 000 kW.h. Sales to Nova Scotia increased from 125 942 000 kW.h. to 770 048 000 kW.h for the 1983/84 fiscal year, while sales to Prince Edward Island increased by just over 7% to 433 771 000 kW.h. Subsequent to year end, NB Power concluded an agreement with Bangor Hydro for 30 MW of system power and associated energy similar to that with Central Maine Power. The agreement will take effect when all necessary regulatory approvals have been received in the United States and in Canada.

Total generation and purchases of energy from all sources was 16 299 213 045 kW.h, an increase of 34% from the previous year and a record for NB Power. Purchases of energy totalled 4 420 656 545 kW.h, an increase of 17.3% over last year, with Hydro-Québec supplying the bulk of energy purchases and the balance coming from other interconnected utilities and from in-province industries.

Energy production by NB Power's thermal generating units decreased by 18.7% with oil-produced energy decreasing by 29.2% and coal-produced energy increasing by 5.3%. Hydro generation increased by 8.5% due to favourable water conditions experienced during the fiscal year. Production from the Point Lepreau nuclear generating station was almost 5.5 billion kW.h and accounted for 33.7% of total supply.

A record peak demand by in-province customers of 1 702 100 kW occurred on December 20, 1983, 18.4% higher than that experienced last year. A new gross peak demand, including exports, of 2 632 000 kW was reached on February 9, 1984, a 10.1% increase over the previous year's high.

At March 31, 1984, the Commission was directly serving 235 877 customers, an increase of 5128 over last year, and indirectly serving 37 617 customers through wholesale sales to municipal utilities in the cities of Saint John and Edmundston. Average annual electrical consumption per residential customer supplied directly was 11 589 kW.h compared to 10 611 kW.h the year before, reflecting the increased number of electrically heated homes.

In-province loads were supplied from the following sources: nuclear 33.5%, hydro 28.9%, purchases 23.2%, coal 8.6% and oil 5.8%.

Finance

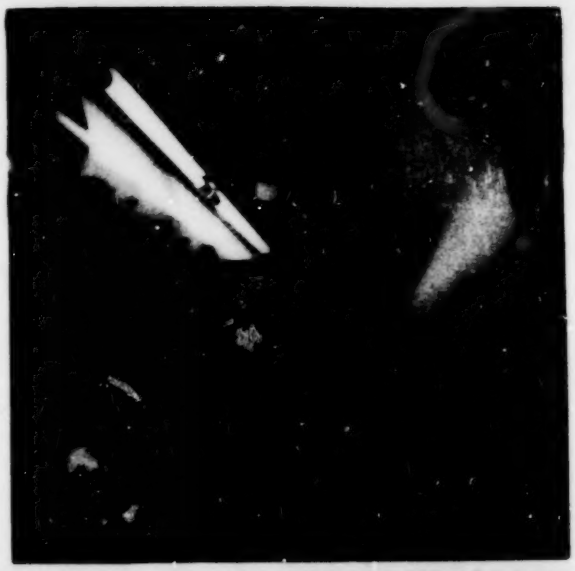
Revenue amounted to $768.7 million, an increase of $223.1 million over the previous year. Interconnection revenue increased by $140.2 million and in-province revenue by $82.9 million. The increase in interconnection revenue was primarily due to the first full year of export sales from the Point Lepreau Generating Station and an increase of approximately 32% from economy sales on the interconnections. The in-province revenue increase was due to an improvement of 15.9% in energy sales coupled with an 8.8% rate increase which became effective in April 1983, and the proceeds from the sale of surplus heavy fuel oil.

The total cost of fuel and purchased power increased by $35.0 million to

McCain Foods of Florenceville. N.B. is one of the world's largest producers of food products.

Modernization and expansion at the New Brunswick International Paper Company in Dalhousie nearly doubled electrical requirements.

Market Square, a $100 million downtown Saint John complex, situated on the site of the former Dock Street Generating Station.



$290.8 million. This was primarily due to an increase of $31.3 million in the cost of power purchases which were impacted by the increase in fuel oil prices early in the year. Operation, maintenance and general expenses increased $1.9 million to $135.3 million, depreciation increased $26.9 million to $69.5 million and net interest expense increased $143.4 million to $236.9 million. The increase in depreciation and net interest expense was mainly due to the first full year of commercial operation of the Point Lepreau Generating Station.

The Commission has had a policy to equalize fluctuations in generation costs caused by unpredictable variations from average water flows. The addition to the system of the Point Lepreau Generating Station introduced another element where similar, largely unpredictable variations may occur affecting generation costs. As a result the Commission now operates a Generation Equalization Reserve which will account for fluctuations in the performance of the nuclear unit as well as water flows. River flows were well above average and the performance of the nuclear unit exceeded expectations during the year resulting in $33.0 million being charged to operations and credited to the Generation Equalization Reserve as compared to $3.6 million credited last year.

Economy sales to neighbouring utilities provided $14.4 million over forecast earnings during the year. Amortization of unanticipated increases in earnings from economy sales from previous years amounted to $13.2 million. The net result was a transfer of $1.2 million to the Economy Sales Stabilization Account from income during the year.

Net income for the year was $2.0 million, $19.4 million lower than the previous year. Earnings Invested in the Business amounts to $89.0 million after an appropriation of $1.0 million to the Generation Equalization Reserve. Accumulated appropriations to this reserve now amount to $112.0 million.

Total capital expenditures for the fiscal year fell to $74.4 million from $196.6 million due to the completion of the Point Lepreau Generating Station, the last of the major projects started during the past decade.

As a consequence of an increase in funds generated from operations, a reduced construction program and no large debt maturities, there was no requirement for long-term borrowings.

Directions

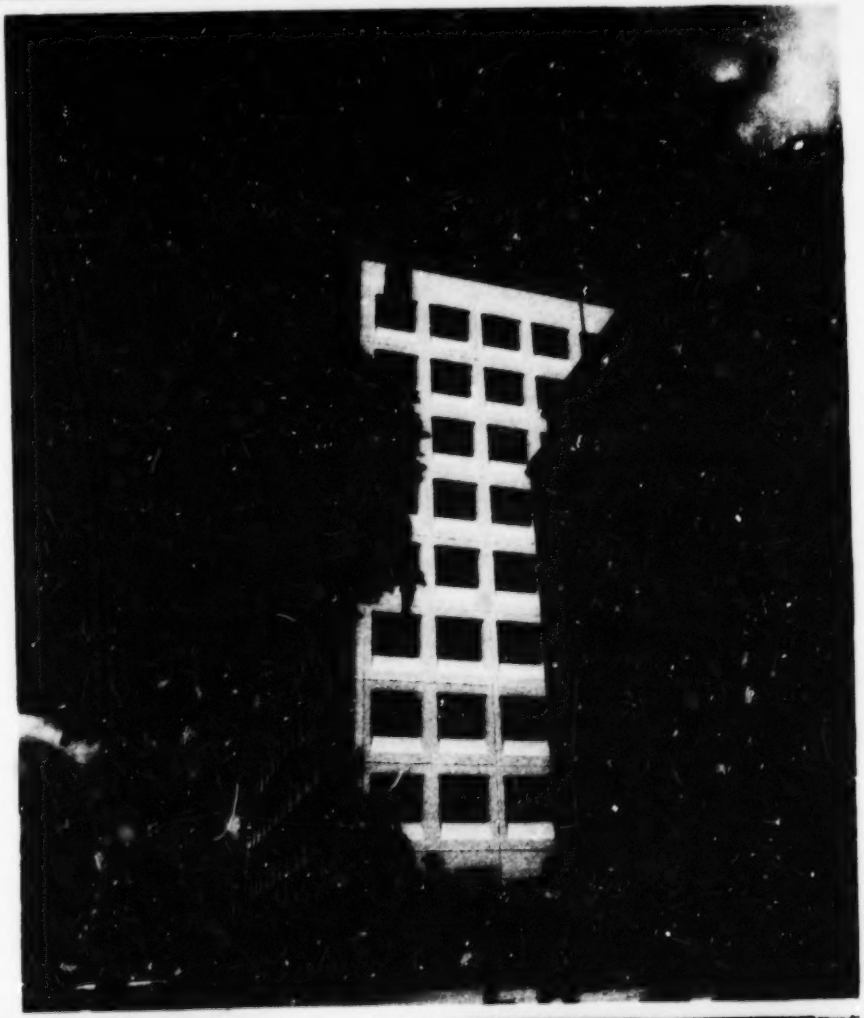
NB Power has undergone a significant change in direction with the completion of the major capital construction program. Special effort is being devoted to improving the performance in all areas of operations. The organizational structure has been tailored to fit this operating mode, including a reduction in the levels of management and supervision, and every effort has been made to take advantage of new and improved facilities and high technology to achieve real gains in productivity and efficiency. Priority has been given to improve customer relations and service, to support a new marketing thrust for domestic and export sales and to encourage a high degree of communication throughout the organization.

During the fall of 1983, the Head Office of the utility was moved to the new Bank of Montreal office complex which was jointly planned and is constructed on NB Power property. The move consolidated head office staff under one roof with resulting support staff reductions and productivity and communications improvements. Similar gains were achieved with the construction of a new central stores building which reduced the number of storing locations, consolidated inventories and improved services and management control.

A new records management system was implemented within head office which reduced storage space by up to 90%. Planning is underway to further integrate and computerize records management through the development of a corporate file code and new information systems for property records, drawing records, and technical information.

The Commission has approved a long-range plan for computer systems development.

In support of corporate objectives to improve productivity, the Commission has approved a long-range plan for computer systems development. A new computerized internal accounting system and a new payroll/personnel system has successfully been placed in service. The continued development of a computerized materials management system has seen an on-line inventory system developed. During the past year, the initial phases of a management information system was implemented. Several other computer-related systems are scheduled to be in service during the coming year including enhancements to the customer information system, a new automated purchasing system, computer aided design system and remote entry meter reading. All of these projects are bringing the organization to the forefront with current systems technology and are designed to enhance management capabilities and hence improve efficiency.



NB Power's Head Office was moved to the new Bank of Montreal office building.

NB Power's new transportation fleet colours.

Engineering staff now use Computer Aided Design (CAD) systems to prepare technical drawings and compile design data.

Emphasis is being placed on retraining staff.

Staff reductions were initiated as a result of the reduced capital program, with some layoffs related to seasonal work such as line construction and brushwork. The Commission also approved an Accelerated Retirement Program in the fall of 1983 which was offered to regular employees who were 55 years of age and over; a total of 101 employees took advantage of the program. At year end, there were 2 491 regular and temporary employees, a decrease of 6.5% from the previous year. Overall reductions in staff will continue through attrition, with new hires limited to those with the quality of excellence required by the organization. Emphasis is being placed on retraining staff and a number of programs focusing on retraining and critical skills upgrading, including computer literacy, communications and writing were implemented during the year to assist employees in adapting to technological changes affecting the work environment.

NB Power's energy education program continues to be well received by students and teachers throughout the province and liaison maintained with the Department of Education, Council of Maritime Premiers and Atomic Energy of Canada Limited in coordinating a variety of energy-related programs. Survey research on a number of energy matters continues to help NB Power better understand and meet the needs of its customers. NB Power continues to work closely with the provincial Emergency Measures Organization to fulfill its role under the Point Lepreau Off-Site Emergency Plan.

The Commission has approved a renewed thrust in both domestic and export marketing.

The Commission has approved a renewed thrust in both domestic and export marketing. The potential for economic substitution of electricity for oil is considerable in all sectors using conventional and new electrical technologies. Considerable substitution has already been achieved in the residential sector. The thrust now is to develop a better understanding of energy utilization, to determine conservation and conversion potential of customers in all sectors, and to upgrade the level of technical advice and service to these customers.

Efforts are continuing to upgrade and add interconnection facilities.

Over the years, the development of interconnections with neighbouring utilities in Canada and the United States has become increasingly important to NB Power from both a financial and reliability perspective. Benefits derived from the purchase and sale of large quantities of energy over these interconnections each year has effectively subsidized in-province customers by as much as 15-20% in any given year. External marketing will continue to be a high priority and efforts are continuing to upgrade and add interconnection facilities.

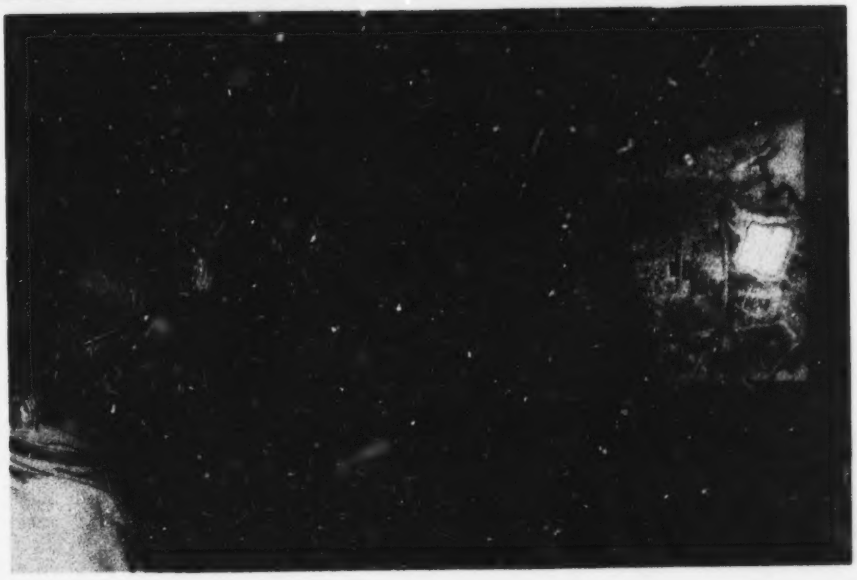
Work on a second major interconnection with Hydro-Québec was advanced during the fiscal year. The first phase of this interconnection was completed in April, 1983 when a temporary 138 kV radial feed was energized providing 50 MW of supply to northwestern New Brunswick directly from the Québec system. A permanent radial feed, operating at 315 kV, will be placed in service in late 1984 increasing the capacity to 150 MW. This, along with the completion of Hydro-Québec's 350 MW High Voltage Direct Current converter station and NB Power's associated 345 kV transmission lines in early 1985 will double total interconnection capacity with Québec to 1000 MW, and provide additional energy for in-province and export sales.

The increased Hydro-Québec tie capability combined with in-province capabilities has led NB Power to complete an agreement with the Maine Electric Power Company to increase the capability of the present interconnection with New England from 600 MW to 700 MW by late 1984. This will enable NB Power to export more electricity into the New England market when the opportunity exists. Discussions and environmental studies are underway with respect to a second 345 kV interconnection with New England; this facility would expand future export options and permit additional sales to the New England market.

NB Power is continuing its marketing efforts respecting Point Lepreau 2 on behalf of Maritime Nuclear. Letters indicating an interest to proceed to contract negotiations have been received for a portion of the output of a second Point Lepreau unit. In order to satisfy both Federal and Provincial environmental requirements, an Environmental Impact Statement compiled by NB Power and other consultants on behalf of Maritime Nuclear was in the final stages of preparation at year end.

The third and final phase of the study to evaluate the potential conversion of the oil-fired Coleson Cove Generating Station commenced during the fiscal year. This $900 000 engineering study, funded on a 75/25 split between the Federal government and NB Power, is investigating the conversion of the station to coal while retaining the flexibility to burn other fuels.

NB Power service representatives provided customers with advice on energy conservation and conversion options.



Aerial thermography displays attracted several thousand New Brunswickers to special energy clinics.

During the year, work continued on increasing the level of the Mactaquac headpond by three feet, which will enable the station to produce three percent more energy, or an additional 65 million kilowatt hours of energy. The project follows successful negotiations with the towns of Woodstock and Hartland and residents along the Saint John river and takes advantage of provisions made in the initial development.

At the Mactaquac hydro plant, a fish rearing facility utilizing the warm water from generator cooling systems has been commissioned by the federal Department of Fisheries and Oceans to accelerate the egg incubation and early rearing of salmon. This new facility offers an opportunity to improve overall salmon rearing efficiency and provides environmental and economic benefits. At the Grand Lake thermal plant, warm water from the condenser is poured over the outside of a glass greenhouse used to grow market tomatoes. This warm-water blanket offers energy savings of up to 50% compared to a conventionally heated greenhouse. These projects are part of NB Power's objective of utilizing low-grade waste heat at its installations.

Projects in support of oil substitution and further development and use of New Brunswick resources continue.

Research and development projects in support of oil substitution and further development and use of New Brunswick resources continue to be carried out at NB Power's Chatham Generating Station. During the year, a low ash, low sulphur coal and water mixture called Carbogel, prepared by the Cape Breton Development Corporation in Nova Scotia, was tested. Preliminary combustion trials have generally been positive and additional test burns are scheduled in the summer of 1984 to evaluate equipment performance, combustion efficiency and economics. A second project involving circulating fluidized-bed combustion, utilizing New Brunswick coal and oil shale, has received $1 million in Federal government funding for an initial technical and economic feasibility study; an additional $35 million of funding is earmarked pending results of the Phase 1 study. This concept could allow New Brunswick resources to be used in an economic and environmentally acceptable manner in future thermal generating stations.

Given past development strategies and current directions, NB Power should be able to enhance its financial position during the 1980's so as to facilitate the raising of new capital when needed to build additional facilities.

The New Brunswick Electric Power Commission

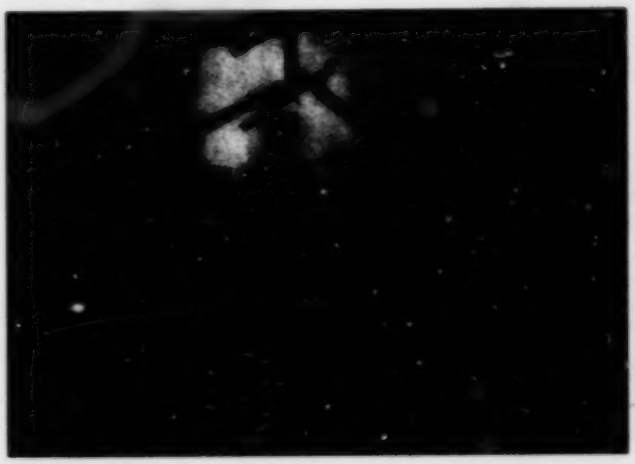
Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager

Tower construction on NB Power's second major interconnection with Hydro-Québec.

A special coal and water mixture was tested at NB Power's Chatham Generating Station.

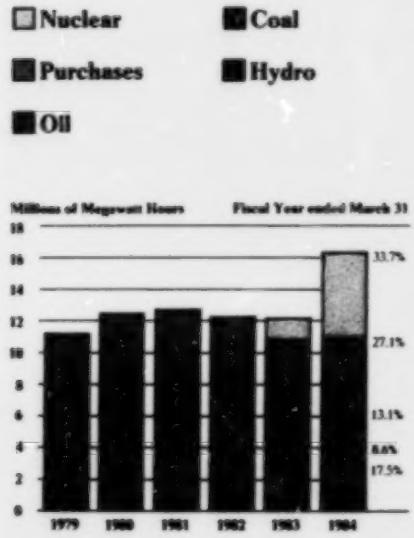
Low-grade waste heat from the Grand Lake thermal plant is being used to grow market tomatoes.



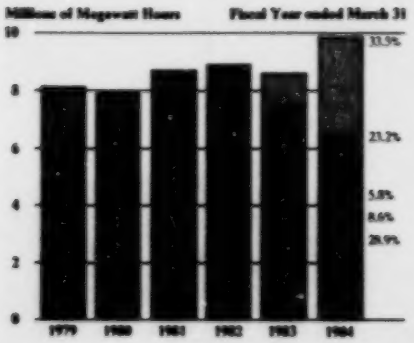
Graphical Review

The New Brunswick Electric Power Commission

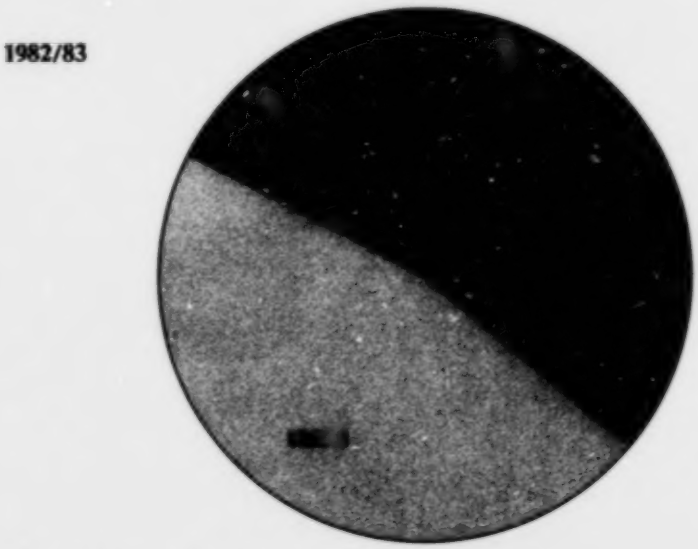
Total Supply
Total generation and purchases increased by 34% in fiscal year 1983/84, a record for NB Power, with nuclear generation the largest single source of supply.

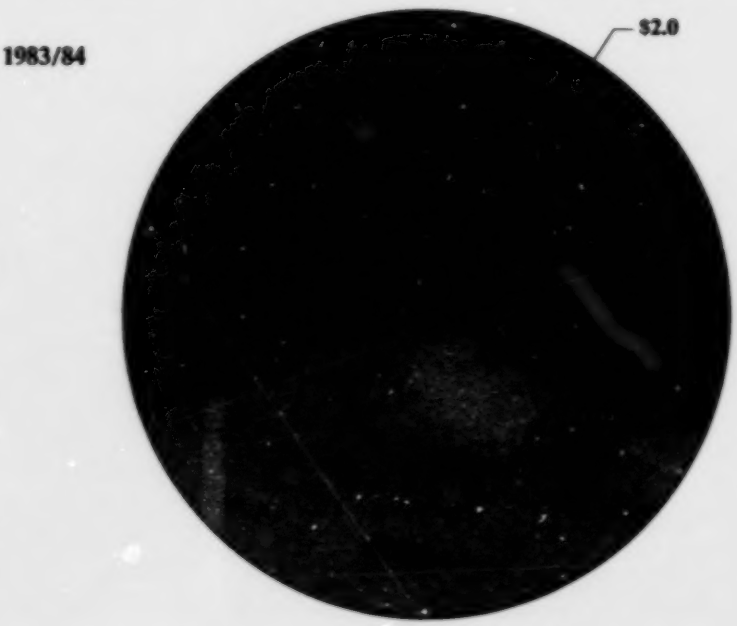


In-Province Supply
Oil-fired generation for in-province supply has been reduced to 5.8% in 1983/84 from a high of 31.1% in 1978/79.



Distribution of Revenue (In Millions of Dollars)
Distribution of revenue for fiscal year 1983/84 reflects increased costs due to the first full year of commercial operation of the Point Lepreau Generating Station, higher than expected oil prices and the charge to operations with a credit to reserves as a result of the exceptional performance of the nuclear unit and above average water flows.



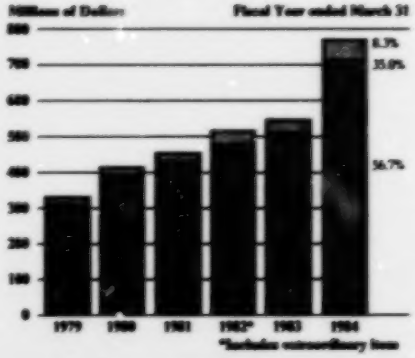


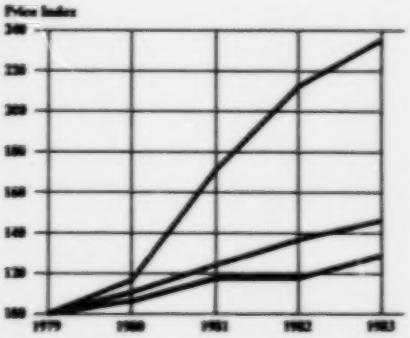
Sources of Revenue
Revenue from electricity exports to Canadian and U.S. utilities approached $1 million per day in fiscal year 1983/84 and represented 43.3% of total revenue.

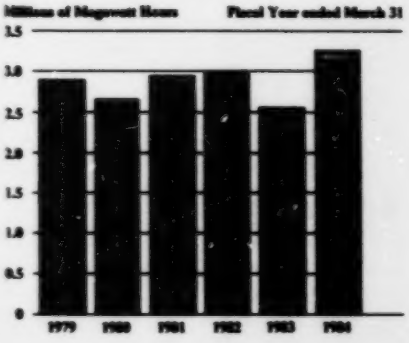
Comparative Cost Index
New marketing thrusts reflect the growing recognition by the public of the competitive advantages of electricity. Over the past four years, rate increases have averaged 6.5% per year and have been lower than the consumer price index.

Energy Consumption By Industrial Sector
Industrial sales increased by 25.6% during fiscal year 1983/84 due to recovery and growth, especially in the pulp and paper sector.

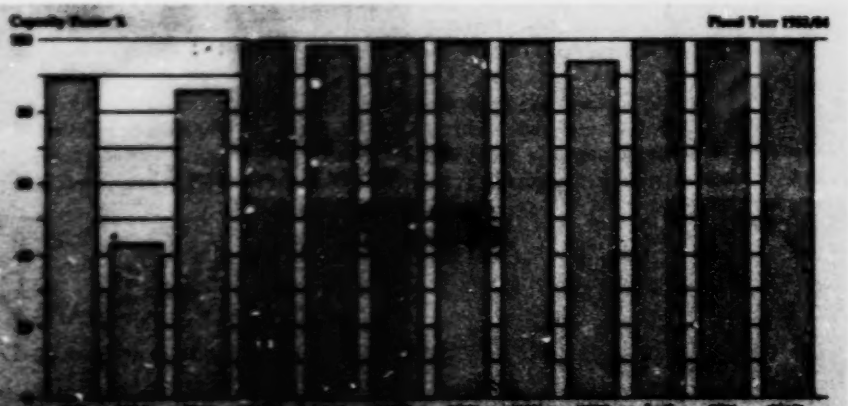
- Canadian Utilities
- United States Utilities
- In-Province
- Fuel Oil
- Overall Consumer Price Index
- Electricity
- Food
- Other
- Mining
- Wood







Point Lepreau Performance
The Point Lepreau Generating Station operated at essentially full output during [illegible] with the exception of the annual planned maintenance [illegible] in the fiscal year.



Corporate Information

Commission

Hon. Leland W. McGaw, *Chairman*

Louis E. Landry, *Vice-Chairman*

Gaétan Bossé

Jean C. Chiasson

William K. Cleghorn

Peter I. Dykeman, Q.C.

Eric C. Garland

Harry Williston

Donna K. Young

Managing Officers

Arthur J. O'Connor,
General Manager

Frank C. MacLoon,
Assistant General Manager, Engineering & Operations

Richard A. Toner,
Assistant General Manager, Administration

G. Linwood Titus,
Assistant General Manager, Planning & Development

Paul S. Creaghan, Q.C.
Secretary & General Counsel

Lloyd M. Totten,
Chief Financial Officer

Terrence S. Thompson,
Manager, Public Affairs

Frank H. Ryder,
Manager, Corporate Economic Studies

Financial Statements
The New Brunswick Electric Power Commission

Auditors' Report

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1984 and the related statements of income, earnings invested in the business, and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1984 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.

Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 25, 1984.

CARLETON PLACE — 520 KING STREET — SUITE 860 — FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 6G3
TELEPHONE (506) 455-0340

Balance Sheet

as at 31 March 1984

Assets

	1984	1983
Fixed assets		
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction in progress (Note 2)	$2,359,378,894	$2,359,207,325
Current assets		
Cash and short-term investments	20,750,231	8,685,971
Accounts receivable	90,267,239	81,909,326
Material, supplies and fuel, at cost	64,455,755	68,584,572
Prepaid expenses	2,418,695	2,239,675
	177,891,920	161,419,544
Deferred charges		
Unrealized foreign exchange differences less amounts amortized (Note 3)	129,445,496	117,035,546
Nuclear unit decommissioning (Note 1.h.)	69,900,000	7..,700,000
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	22,327,490	25,463,911
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	1,731,337	928,417
Other	138,777	157,465
	223,543,100	215,285,339
Funds held for specified purposes		
Insurance fund	7,667,312	7,614,879
	$2,768,481,226	$2,743,527,087

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

Leland W. McGaw, Chairman

Louis E. Landry, Vice-Chairman

Liabilities

	1984	1983
Long-term debt (Note 4)		
Guaranteed by the Province of New Brunswick		
Debentures and notes issued by the Commission	$1,818,410,683	$1,855,731,210
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited	350,000,000	350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission	47,072,094	48,615,850
Loan from the Province of New Brunswick	643,896	882,553
Other long-term debt	7,325,646	7,448,908
Obligation under capital lease	11,259,285	—
	2,234,711,704	2,262,678,521
Less payments due within one year	131,688,357	49,148,465
	2,103,023,347	2,213,530,056
Current liabilities		
Bank indebtedness (Note 5)	2,669,516	7,689,427
Accounts payable and accruals	51,762,156	52,133,742
Accrued interest on debentures and notes issued by the Commission	93,891,273	75,193,249
Accrued interest on loan from the Province of New Brunswick	9,182	18,185
Current portion of long-term debt	131,688,357	49,148,465
Holdbacks on contracts in progress	2,584,056	5,410,653
Service deposits	1,143,205	942,011
	283,747,745	190,535,732
Deferred liabilities		
Customers' advances in aid of construction	464,349	464,349
Economy sales stabilization account (Note 6)	27,370,000	26,175,000
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning (Note 7)	79,460,930	73,360,329
	107,295,279	99,999,678
Reserves (Note 8)	185,450,974	151,450,235
Earnings invested in the business	88,963,881	88,011,386
	$2,768,481,226	$2,743,527,087

Statement of Income

For The Year Ended 31 March 1984

	1984	1983
Revenue		
Sales of power (Note 9)	$747,330,838	$534,539,326
Sales of steam	6,892,843	4,648,217
Miscellaneous (Note 10)	14,454,605	6,448,904
	768,678,286	545,636,447
Expenditure		
Purchased power	133,239,162	101,907,906
Generated power		
Fuel	157,574,972	153,906,447
Other	64,281,827	66,525,632
Operations, maintenance, administration and general	70,975,289	66,914,043
Depreciation	69,532,299	42,664,515
	495,603,549	431,918,543
Income before interest and exchange	273,074,737	113,717,904
Interest and exchange	247,364,724	220,880,115
Amortization of debenture discount and expense	3,144,197	3,129,522
Amortization of unrealized foreign exchange (Note 11)	11,086,181	7,102,193
	261,595,102	231,111,830
Less		
Income from sinking funds and other investments	22,910,053	26,003,851
Interest capitalized	1,758,546	111,592,995
	24,668,599	137,596,846
	236,926,503	93,514,984
Net operating income for the year before the following items	36,148,234	20,202,920
Generation equalization adjustment	33,000,739	3,572,244
Transfer to (from) economy sales stabilization account	1,195,000	(4,749,000)
	34,195,739	(1,175,756)
Net income for the year	$ 1,952,495	$ 21,378,676

Statement of Earnings Invested in The Business

For The Year Ended 31 March 1984

	1984	1983
Balance at beginning of year	$88,011,386	$76,632,710
Net income for the year	1,952,495	21,378,676
	89,963,881	98,011,386
Appropriation to generation equalization reserve	1,000,000	10,000,000
Balance at end of year	$88,963,881	$88,011,386

Statement of Changes in Financial Position

For The Year Ended 31 March 1984

	1984	1983
Source of funds		
From operations		
Net income for the year	$ 1,952,495	$ 21,378,676
Amounts charged or credited to operations but not requiring an outlay of funds		
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning	7,900,601	1,660,329
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	69,532,299	42,664,515
Vehicle depreciation	1,511,300	1,529,235
Amortization of debenture discount and expense	3,144,197	3,129,522
Amortization of unrealized foreign exchange	11,086,181	7,102,193
Transfer to (from) economy sales stabilization account	1,195,000	(4,748,000)
Generation equalization adjustment	33,000,739	3,572,244
Survey, engineering and training expenses written off	182,136	48,864
	129,504,948	76,337,578
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expense	–	97,787,549
Obligation under capital lease	11,259,385	–
Contributions in aid of construction	2,798,615	499,065
Proceeds from sale of assets	374,154	84,815
Decrease in other deferred charges	18,688	18,529
	$143,955,790	$174,727,536
Application of funds		
Expenditure on fixed assets	$ 74,387,937	$196,604,318
Redemption of Commission debentures (net of available sinking funds)	20,486,967	52,287,221
Sinking fund deposits	40,628,656	33,670,626
Increase in deferred survey, engineering and training expense	985,056	–
Repayment of loan from Northern Canada Power Commission	1,543,757	1,458,724
Decrease in other long-term debt	123,262	112,783
Increase (decrease) in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	5,800,255	(109,406,136)
	$143,955,790	$174,727,536

Notes to Financial Statements

31 March 1984

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements, which have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada, give effect to the Commission's mandate to set power rates.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly based on the cost of long-term borrowings.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction include amounts received from customers as well as government grants in respect of new facilities and are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the resulting credit is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided for all assets sufficient to amortize the cost of such assets, less estimated salvage value where applicable, over their estimated service lives. The nuclear generating station is depreciated using an escalating charge method with annual increases based upon a 3% factor. All other assets are depreciated on a straight-line basis. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated service lives of the main categories of fixed assets, which are reviewed periodically, are currently as follows:

Assets	*Years*
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Nuclear Generating Station	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings — general	40
Building under capital lease	50

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

c. Debenture and note discount and issue expenses

The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities
Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e. Foreign exchange transactions
Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date except where such items have been hedged by the acquisition of a forward exchange contract, in which case the rate established by the terms of the contract is used in the translation. Unrealized losses or gains arising on translation of long-term items are amortized to income on a straight-line basis over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities. The unamortized balance of the deferred exchange gains or losses are accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue
Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

g. Deferred costs or revenues
The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors, relating to water flow conditions, nuclear operating performance and economy sales transactions, which are largely outside the control of the Commission may result in costs or revenues which vary from those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such variations through a Generation Equalization Adjustment and an Economy Sales Stabilization Account.

Generation Equalization Adjustment

In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by variations from average water flow conditions and nuclear operating performance, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to an average value. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization reserve account. The calculation of the adjustment is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years and on the performance expectations of the nuclear generating station developed from comparable industry statistics and the operating experience of the nuclear unit itself.

Economy Sales Stabilization Account

The Commission annually charges or credits income with the difference betweeen actual and forecast earnings on economy sales transactions with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the Economy Sales Stabilization Account. Amounts so deferred are brought into the calculation of future revenue requirements in equal amounts over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

h. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

In order to provide for the estimated future costs of permanently disposing of irradiated nuclear fuel and decommissioning the nuclear generating station to return the site to a state of unrestricted use, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate, together with investment income, to cover the total cost of these activities as they occur. The future cost estimates are based on a detailed study which takes into account various assumptions regarding the method and timing of dismantlement of the nuclear facility, the cost of transportation of nuclear material to permanent disposal facilities, and estimates of future interest and inflation rates. The calculation of the annual charge for disposal of irradiated nuclear fuel is based on the amount of nuclear fuel consumed during the year. The charge for decommissioning is calculated by amortizing the total estimated cost of this activity as of the date the unit was brought into service in equal annual amounts over the life of the facility. The unamortized balance of this estimated cost is recorded on the balance sheet under deferred charges and represents the amount to be collected from customers over the remaining life of the facility.

The deferred liability account for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning represents the initially estimated liability to decommission the nuclear generating station as of the date the facility was brought into service, together with an annual addition for the estimated liability for disposal of irradiated nuclear fuel consumed during the year. Compounded annual interest on total amounts collected from customers, imputed at the rate of the Commission's Canadian long-term borrowings, is charged to income and added to the liability account.

In view of potential advances in the technology of decommissioning and irradiated fuel management, and because of the various assumptions and estimates inherent in the calculations, the Commission intends to review the study periodically, making adjustments to the various assumptions, estimates and calculation as may be required on a prospective basis.

2. Fixed assets

	1984	1983
Land, buildings, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	**$2,180,325,984**	$2,158,668,180
Transmission system	**130,465,066**	127,445,632
Substations	**170,304,020**	166,252,320
Distribution system	**244,668,915**	220,720,491
Other properties*	**25,719,692**	9,511,879
Communications equipment	**4,320,123**	4,311,303
Motor vehicles and miscellaneous equipment	**26,481,894**	24,104,621
	2,782,285,694	2,711,014,426
Less contributions in aid of construction	**10,922,712**	8,124,098
Government grants — Mactaquac and HVDC facility	**22,500,000**	22,500,000
	33,422,712	30,624,098
	2,748,862,982	2,680,390,328
Less accumulated depreciation	**415,100,166**	346,407,214
	2,333,762,816	2,333,983,114
Construction in progress	**25,616,078**	25,224,211
	$2,359,378,894	$2,359,207,325

*Includes $11,259,385 being the gross amount of assets under capital lease.

3. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1984	1983
Exchange adjustment at balance sheet date on debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	**$ 27,447,900**	$ 26,521,250
Payable in United States dollars	**168,079,919**	133,209,825
Exchange adjustment at balance sheet date on loan from the Province of New Brunswick	**283,412**	474,817
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick		
Sinking fund for debentures and notes issued by the Commission	**(31,288,323)**	(17,523,755)
Sinking fund for loan from the Province of New Brunswick	**(25,726)**	(56,241)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	**(167,312)**	(114,879)
	164,329,870	142,511,017
Less accumulated amortization	**34,884,374**	25,475,471
	$ 129,445,496	$ 117,035,546

4. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity	*Interest rate %*	1984	1983
Payable in Canadian dollars			
1985 17 March	13¼	$ 75,000,000	$ 75,000,000
1985 15 May	13¾	75,000,000	75,000,000
1987 15 March	5½	2,650,000	2,650,000
1988 1 November	5½	2,000,000	2,000,000
1989 15 October	8½	228,000	228,000
1990 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
1990 1 August	9	293,000	293,000
1991 1 July	5¾	5,000,000	5,000,000
1992 15 March	5½	7,350,000	7,350,000
1993 8 February	11¾	100,000,000	100,000,000
1993 1 November	5½	6,000,000	6,000,000
1994 15 June	5½	10,000,000	10,000,000
1994 31 December	5½	3,790,000	3,790,000
1995 1 May	6¼	15,000,000	15,000,000
1995 15 May	10⅜	20,000,000	20,000,000
1995 15 October	5¾	7,500,000	7,500,000
1996 1 January	6	13,800,000	13,800,000
1996 1 March	6	4,000,000	4,000,000
1996 1 October	6½	6,100,000	6,100,000
1996 15 November	7⅞	20,000,000	20,000,000
1997 15 October	8⅜	20,000,000	20,000,000
1998 15 November	8½	25,000,000	25,000,000
1999 1 October	11	24,674,000	24,674,000
1999 31 December	5½	8,210,000	8,210,000
2000 1 March	10	50,000,000	50,000,000
2000 25 August	11⅞	35,000,000	35,000,000
2003 21 December	10¼	75,000,000	75,000,000
2005 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
		711,595,000	711,595,000
Payable in Swiss francs			
1985 20 April (SFr100,000,000)	4¼	60,815,000	60,815,000
1991 28 September (SFr76,000,000)	6	29,761,600	29,761,600
1992 30 August (SFr74,500,000)	5¼	33,532,450	34,207,600
1993 30 March (SFr90,000,000)	3¾	51,401,700	54,257,350
Canadian dollars at date of issue		175,510,750	179,041,550
Exchange adjustment at balance sheet date		27,447,900	26,521,250
		202,958,650	205,562,800

Date of maturity	*Interest rate %*		1984		1983
Payable in United States dollars					
1986 2 January	5¼	US$	2,110,000	US$	3,086,000
1986 1 November	5¼		1,265,000		1,265,000
1987 1 September	5¼		1,778,000		2,820,000
1988 1 October	17		60,000,000		60,000,000
1989 1 March	16¼		75,000,000		75,000,000
1990 15 April	5		8,041,000		8,746,000
1991 1 May	5½		9,259,000		9,890,000
1991 1 May	15		100,000,000		100,000,000
1991 15 November	6		17,500,000		17,500,000
1992 15 October	6½		15,000,000		15,000,000
1993 15 February	6⅞		15,000,000		15,000,000
1994 1 February	7¾		10,000,000		10,000,000
1994 1 March	9¾		58,900,000		62,000,000
1995 1 October	10½		75,000,000		75,000,000
1997 15 February	9		87,500,000		93,750,000
1998 1 April	7⅞		37,125,000		38,700,000
2001 1 May	9⅜		100,000,000		100,000,000
2004 1 April	8¾		50,000,000		50,000,000
2005 15 January	10		75,000,000		75,000,000
2007 1 August	8¾		75,000,000		75,000,000
United States dollars			873,478,000		887,757,000
Exchange premium at date of issue		CDN$	73,436,748	CDN$	74,436,537
Exchange adjustment at balance sheet date			168,079,919		133,209,825
			1,114,994,667		1,095,403,362
			2,029,548,317		2,012,561,162
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick					
Book value			179,849,311		139,306,197
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies			31,288,323		17,523,755
			211,137,634		156,829,952
			$1,818,410,683		$1,855,731,210
Atomic Energy of Canada Limited					
Note payable in 25 equal annual instalments of principal and interest at 9.7064% per annum, commencing 1 April 1984			$350,000,000		$350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission					
Repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4½% to 8½% to the year 2011			$ 47,072,094		$ 48,615,850

		1984		1983
Loan from the Province of New Brunswick				
For which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	US$	1,025,000	US$	2,030,000
Exchange adjustment at balance sheet date	CDN$	283,412	CDN$	474,817
		1,308,412		2,504,817
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures				
Book value		638,790		1,566,023
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies		25,726		56,241
		664,516		1,622,264
	$	643,896	$	882,553
Other long-term debt				
City of Campbellton — in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9¼% per annum, in equal annual instalments to the year 1993	$	1,008,557	$	1,078,738
Government of Canada — in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with interest at rates varying from 9¼% to 9⅝% per annum, in equal annual instalments of principal and interest to the year 2011		6,317,089		6,370,170
	$	7,325,646	$	7,448,908

Obligation under capital lease

The Commission has entered into a 50-year lease arrangement with respect to its head office building in Fredericton. The lease requires sharing of capital and operating costs in general proportion to floor space occupied by the tenants. Interest charges vary with bank prime rate, and amortization of the lease obligation is on a sinking fund basis over 45 years beginning in the sixth year. The Commission has options to purchase the building at specified times and prices during the term of the lease. The principal amount of capital lease obligation outstanding amounts to $11,259,385, of which the first repayments under the sinking fund arrangement, amounting to $14,565, become due in the year ending 31 March 1989.

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting available sinking funds) and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at 31 March 1984, excluding payments under capital lease, are as follows for the five years ending 31 March 1989:

	Canadian dollars	U.S. dollars	Swiss francs
Year ending 31 March 1985	$88,124,954	$ 27,060,000	SFr 13,000,000
Year ending 31 March 1986	90,594,101	27,772,000	113,000,000
Year ending 31 March 1987	17,160,253	26,819,000	13,000,000
Year ending 31 March 1988	17,139,687	26,489,000	13,000,000
Year ending 31 March 1989	18,146,341	160,950,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund investments are carried at cost, and the earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption for sinking fund purposes provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled with notification to the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

5. Short-term line of credit

The Commission has bank lines of credit guaranteed by the Province of New Brunswick for short-term borrowings totalling $130,000,000. The amount of such short-term borrowings at 31 March 1984 was $200,000 (1983 – $100,000) and is reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Bank Indebtedness".

6. Economy Sales Stabilization Account

	1984	1983
Balance at beginning of year	$26,175,000	$30,923,000
Excess of actual over forecast earnings from economy sales for year	14,393,000	$8,637,000
	40,568,000	39,560,000
Less amount amortized	13,198,000	13,385,000
Balance at end of year	$27,370,000	$26,175,000

7. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

	1984	1983
Liability at beginning of year	$73,360,329	$ –
Initially estimated liability for cost of decommissioning	–	72,000,000
Estimated liability for cost of disposal of nuclear fuel consumed during the year	5,475,283	1,360,329
Interest imputed during the year	625,318	–
Liability at end of year	$79,460,930	$73,360,329

Charges for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning are brought into the calculation of revenue requirements each year and collected from in-province and interconnected customers through sales of power. The total amount so collected is represented by the net of the liability account and the deferred receivable balance for nuclear unit decommissioning. This amount is currently being utilized by the Commission as a source of funds.

	1984	1983
Liability for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning	$79,460,930	$73,360,329
Less: Deferred receivable for nuclear unit decommissioning	69,900,000	71,700,000
Total amount collected from customers	$ 9,560,930	$ 1,660,329

8. Reserves

	1984	1983
Generation equalization	$177,950,974	$143,950,235
Insurance	7,500,000	7,500,000
	$185,450,974	$151,450,235

Generation equalization reserve
In addition to the annual adjustment to generation cost described in Note 1.g, the Commission, as it deems advisable, increases the generation equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business. Total appropriations to the reserve amounted to $112,000,000 at 31 March 1984 (1983 - $111,000,000).

Insurance reserve
This reserve has been established by appropriations from earnings invested in the business and serves as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies.

9. Sales of power

Sales of power include $269,349,529 (1983 — $148,403,687) to utilities in the United States.

The price of these sales includes incremental fuel and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

10. Miscellaneous revenue

Miscellaneous revenue includes $6,717,515, being the proceeds on sale of surplus heavy fuel oil, less the cost of acquisition of this oil.

The heavy fuel oil was acquired in 1979 for potential use in the dual coal/oil fired Dalhousie Unit No. 2. The unit is currently being operated exclusively using New Brunswick coal and the surplus oil was therefore sold.

11. Amortization of unrealized foreign exchange

During the fiscal year ended 31 March 1984, the Commission calculated the amount of unrealized foreign exchange to be amortized each month, based on the remaining life in months of the related monetary asset or liability. The annual amortization accordingly represents the sum of each month's calculation, rather than, as previously, one annual

amount based on exchange rates in effect at the year end. The monthly method has been adopted because it allows for more realistic forecasting of the annual amortization being less susceptible to a significant variation caused by an unexpected movement in year end exchange rates. Had the previous method of calculation been applied in the fiscal year ended 31 March 1984, the total amount amortized for the year would have been greater by $4,350,837.

12. Capital commitments

It is estimated that during the fiscal year ending 31 March 1985, a total of approximately $139,596,000 will be expended on all capital projects.

13. Contingent liability

The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, has guaranteed payments of N.B. Coal Limited, a corporation controlled and owned by the Crown in right of the Province, under a loan obligation and lease agreement for the acquisition of a dragline for use in mining coal. The maximum potential exposure over the 16 year remaining life of the lease is $32,300,000. In exchange for its guarantee, the Commission is entitled to the total coal production at cost and to an assignment of the dragline and associated mining rights should N.B. Coal Limited default under any terms of the lease agreement. During the fiscal year ended 31 March 1984, total coal purchases from N.B. Coal Limited amounted to $30,595,112 (1983 - $27,019,612). At 31 March 1984, the Commission owed N.B. Coal Limited $2,628,319 (1983 - $4,782,321) with respect to current shipments.

14. Maritime Nuclear

The Commission has entered into a memorandum of understanding with Atomic Energy of Canada Limited establishing Maritime Nuclear, which is charged with examining the feasibility of constructing a second nuclear unit at Point Lepreau. The Commission has no financial exposure with respect to the activities of Maritime Nuclear.

Statement of Generation and Sales

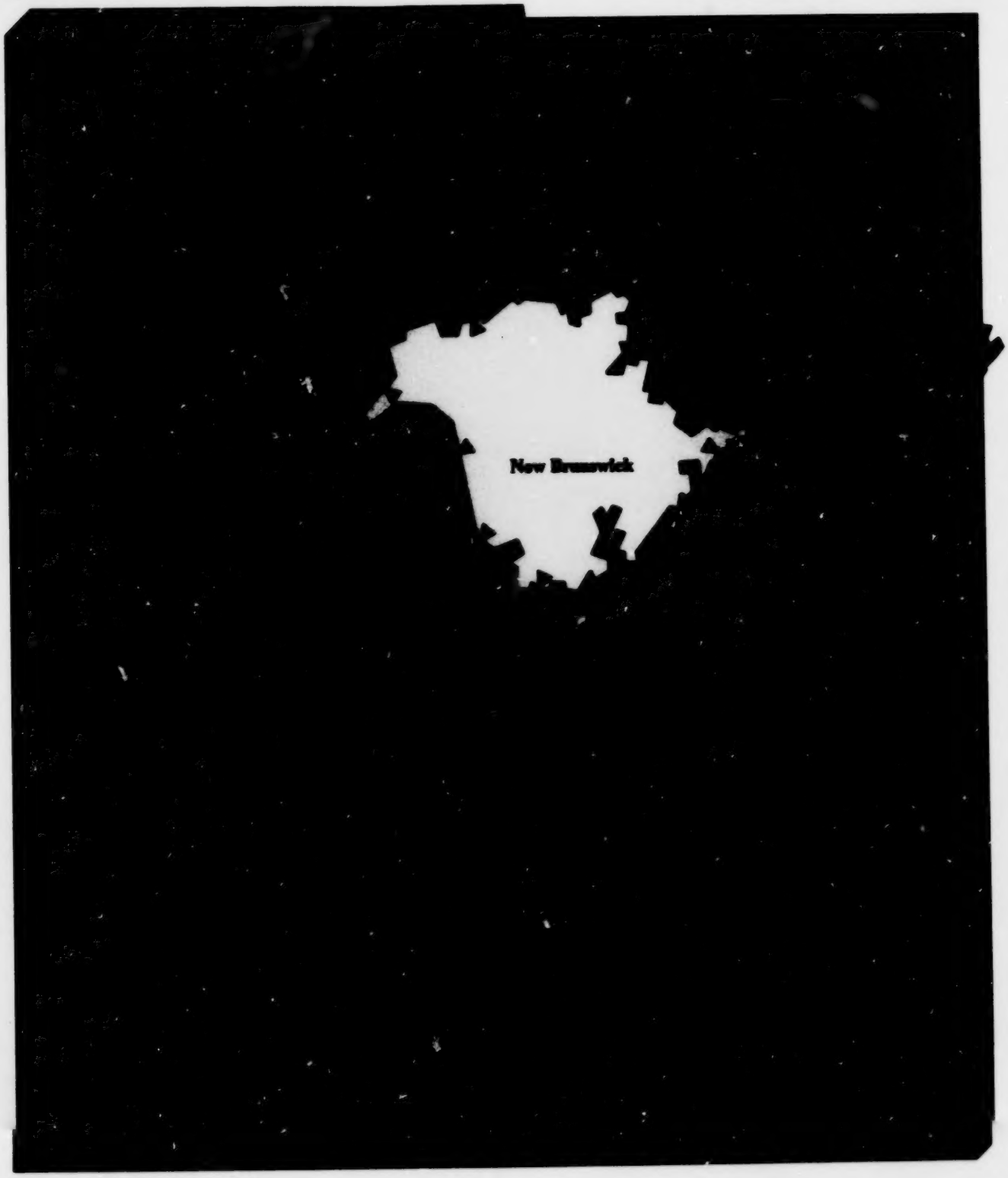
For Fiscal Year Ended 31 March, 1984

	1984 Kilowatt Hours	1983 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	% + −
Generation				
Hydro	2 852 627 880	2 628 080 000	+ 224 547 800	+ 8.5%
Thermal	3 532 076 080	4 343 347000	− 811 271 000	− 18.7%
Nuclear	5 493 774 080	1 421 287 000	+ 4 072 487 000	+ 286.5%
Diesel	70 700	19 100	+ 59 600	+ 312.0%
Purchases	4 420 656 545	3 768 953 435	+ 651 703 110	+ 17.3%
Gross Generation and Purchases	16 299 213 045	12 161 686 535	+ 4 137 526 510	+ 34.0%
Station Service	766 165 909	624 271 160	+ 141 894 749	+ 22.7%
Net Generation and Purchases	15 533 047 136	11 537 415 375	+ 3 995 631 761	+ 34.6%
Losses — Transformer and Transmission	654 228 150	542 144 026	+ 112 084 124	+ 20.7%
Losses % of Net Generation and Purchases	4.2%	4.7%		
Total Energy Distribution	14 878 818 986	10 995 271 349	+ 3 883 547 637	+ 35.3%
Sales				
Wholesale	743 384 814	686 429 916	+ 57 154 898	+ 8.3%
Industrial Power	3 865 386 050	3 077 833 566	+ 787 552 492	+ 25.6%
General Service	1 227 162 254	1 183 524 809	+ 43 637 445	+ 3.7%
Residential	2 485 627 752	2 225 459 662	+ 260 168 090	+ 11.7%
Average Annual kW.h per Residential Customer	11 589	10 611		
Street Lights	53 372 110	52 094 571	+ 1 277 539	+ 2.5%
Total In-Province Sales	8 375 132 988	7 225 342 524	+ 1 149 790 464	+ 15.9%
Interconnections	6 272 884 000	3 568 044 000	+ 2 704 840 000	+ 75.8%
Grand Total	14 648 106 988	10 793 386 524	+ 3 854 630 464	+ 35.7%
Station and Internal Use	766 539 234	624 593 844	+ 141 945 390	+ 22.7%
Total Losses	884 656 823	743 706 167	+ 140 950 656	+ 19.0%
Gross Generation and Purchases	16 299 213 045	12 161 686 535	+ 4 137 526 510	+ 34.0%

Statement of Operating and Physical Statistics

	31 March 1984	31 March 1983	31 March 1982	31 March 1981	31 March 1980
Plant Nameplate Capacity — kW	3 136 576	3 136 576	2 506 576	2 526 576	2 526 576
Gross Generation — Purchases kW.h	16 299 213 045	12 161 686 535	12 288 083 650	12 543 699 255	12 451 364 990
Total Energy Distributed — kW.h	14 878 818 986	10 995 271 349	11 210 412 580	11 523 189 151	11 474 798 912
Total Revenue	$ 768 678 286	$ 545 636 447	$ 514 640 146*	$ 453 031 722**	$ 409 957 872
Total Expenditures and Appropriations	$ 767 725 791	$ 534 257 771	$ 502 186 714	$ 449 247 252**	$ 410 297 381**
Fixed Assets, Including Work in Progress	$ 2 774 479 860	$ 2 705 614 539	$ 2 511 221 676	$ 2 344 262 161	$ 2 063 974 786
Current Assets	$ 177 891 920	$ 161 419 544	$ 273 381 451	$ 154 761 706	$ 247 109 259
Current Liabilities	$ 283 747 745	$ 190 535 732	$ 221 093 012	$ 230 849 430**	$ 172 609 560
Inventories	$ 64 455 755	$ 68 584 572	$ 33 621 120	$ 42 626 242	$ 35 312 833
Long Term Debt-Net	$ 2 183 023 347	$ 2 213 530 056	$ 2 190 964 432	$ 1 961 663 406	$ 1 928 402 135
Sinking Fund Assets	$ 211 882 150	$ 158 452 216	$ 122 889 965	$ 94 797 121	$ 73 274 713
Accumulated Depreciation	$ 415 100 166	$ 346 407 214	$ 303 841 039	$ 269 119 450	$ 236 337 582
Other Reserves and Earnings Retained In The Business	$ 274 414 855	$ 239 461 621	$ 214 510 701	$ 169 462 349**	$ 135 206 911**
Reserves, Earnings Retained In The Business and Accumulated Depreciation	$ 689 515 021	$ 585 868 835	$ 518 351 740	$ 438 581 799**	$ 371 544 493**
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage of Fixed Assets	24.9%	21.7%	20.6%	18.7%	18.0%
Kilometres Transmission Lines	5 805	5 721	5 714	5 702	5 698
Kilometres Distribution Circuits	22 986	22 236	21 718	21 168	20 873
Number Residential Customers	214 478	209 731	206 410	204 134	201 240
Number Industrial Customers	1 450	1 413	1 373	1 377	1 319
Number General Service Customers	17 884	17 506	17 268	17 088	16 609
Number Street Light Customers	2 145	2 099	2 079	2 045	2 036
Total Customers	235 877	230 749	227 130	224 644	221 204

*Includes extraordinary item **Restated


New Brunswick

Generating Station Data

	No. of Units	Nameplate Capacity kW
Hydro		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand Falls	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total Hydro	23	811 900
Nuclear		
Point Lepreau	1	630 000
Total Nuclear	1	630 000
Oil/Coal		
Coleson Cove (Oil)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Oil)	4	263 365
Dalhousie (Oil/Coal)	2	280 000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85 000
Chatham (Coal/Oil)	2	32 500
Total Oil/Coal	15	1 665 865
Gas Turbine		
Moncton	1	25 000
Total Gas Turbine	1	25 000
Diesel		
Grand Manan	5	3 811
Total Diesel	5	3 811
Grand Total	45	3 136 576

Business of NB Power

The New Brunswick Electric Power Commission is a publicly owned Provincial Crown Corporation established in 1920 under the Electric Power Act of the Provincial Legislature.

NB Power directly provides electricity for nearly 236 000 customers and indirectly serves an additional 37 000 customers through sales to municipal utilities. The utility employs about 2 500 regular and temporary staff at various locations throughout the Province. Total assets of over $2.7 billion include 3136 MW of installed capacity at fourteen generating facilities and related transmission and distribution equipment.

NB Power is electrically interconnected with neighbouring utilities in Québec, Nova Scotia, Prince Edward Island and New England. Interconnections provide significant business opportunities for participating utilities while strengthening the security of supply for all NB Power customers. Benefits derived from the purchase and sale of large amounts of energy over these interconnections have enabled NB Power to keep electric power rates in New Brunswick 15-20% lower in recent years than otherwise possible.

For English copies of this report contact:
The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000,
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton, N.-B.
E3B 4X1

RAPPORT ANNUEL 1983/84

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Faits saillants de l'année

Le total de l'électricité produite et des achats s'est élevé à 16 299 213 045 KW.h, soit une hausse record pour énergie N.-B. de 34%.

La centrale nucléaire de Point Lepreau a produit 5,5 milliards de kilowattheures, fournissant ainsi 33,7% de l'approvisionnement total en électricité.

Les revenus ont totalisé $768,7 millions, les produits découlant de l'exploitation des interconnexions augmentant de $140,2 millions, et ceux en provenance des ventes domestiques de $82,9 millions.

En raison de l'excellent rendement de la centrale nucléaire et des conditions hydrauliques favorables, un montant de $33,0 millions a été imputé à la Réserve pour la normalisation de la production.

Le bénéfice net s'est chiffré à $2,0 millions, ce montant ayant été influencé par la hausse imprévue des dépenses relatives au combustible et à l'énergie achetée.

Les ventes au secteur industriel ont augmenté de 25,6%, cet accroissement étant attribuable à la reprise et à la croissance dans le secteur, surtout dans l'industrie des pâtes et papiers. Les ventes à l'usage résidentiel ont connu une hausse de 11,7 pour cent.

Les Néo-Brunswickois et des représentants de l'industrie de plusieurs pays ont assisté le 25 juin 1983 à l'inauguration officielle de la centrale de Point Lepreau.

Table des matières

3 Commentaires

4 Exploitation

4 Finances

6 Orientations

12 Graphiques

14 Organigramme

15 État financier

31 Bilan de la production et des ventes

33 Énergie N.-B. en bref

LA COUVERTURE
Au cours des cinq prochaines années, Énergie N.-B. va changer la couleur de ses véhicules. La couverture montre la nouvelle couleur crème clair et l'orange frappant des raies et du symbole social de l'entreprise.

le 25 juin 1984

À Son Honneur G. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du
Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1984.

Respectueusement soumis,

Leland W. McGaw, président
La Commission d'énergie
électrique du Nouveau-Brunswick

NB 200
1784-1984

Commentaires

Au cours de l'année financière 1983-84, le rendement exceptionnel de la centrale de Point Lepreau, l'augmentation des ventes à l'intérieur de la province et les ventes record d'énergie exportée ont donné un revenu net positif et contrebalancé l'accroissement des dépenses nettes de l'intérêt et du coût d'amortissement ainsi que l'augmentation imprévue du coût du combustible et des achats d'électricité.

Les revenus pour l'année ont augmenté de $223,1 millions pour atteindre $768,7 millions. Cet accroissement est attribuable principalement à une hausse de 75,8 pour cent de l'énergie exportée, à une croissance de 15,9 pour cent des ventes à l'intérieur de la province et à l'augmentation des tarifs de 8,8 pour cent entrée en vigueur en avril 1983. Le revenu découlant des ventes d'exportation a représenté plus de 40 pour cent du total des produits. Environ la moitié de ce revenu provenait des ventes en vertu des contrats de participation relatifs aux centrales de Point Lepreau et de Coleson Cove et l'autre moitié découlait des ventes d'économie aux entreprises interconnectées des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre.

Le bénéfice net a subi les effets du coût du combustible et des achats d'électricité. Ce coût a été plus élevé que prévu en raison surtout des effets conjugués de l'évolution des prix du mazout lourd et du pétrole brut et de l'accord intervenu entre l'Alberta et le gouvernement fédéral. Les frais d'exploitation d'Énergie N.-B. ont de ce fait augmenté d'environ $35 millions. Grâce au bon rendement de la centrale nucléaire, aux conditions hydrauliques supérieures à la moyenne, à l'augmentation des ventes et à un contrôle de gestion efficace, les dépenses ont diminué et les revenus ont augmenté pour produire un léger surplus de $2,0 millions à la fin de l'année.

Le vaste programme d'équipement lancé au début des années 70 étant achevé, l'entreprise a modifié considérablement ses orientations et a procédé à une réorganisation du personnel, une plus grande importance ayant été accordée à l'amélioration de la productivité et de l'efficacité et un effort renouvelé ayant été déployé en matière de commercialisation sur le marché domestique et le marché d'exportation.

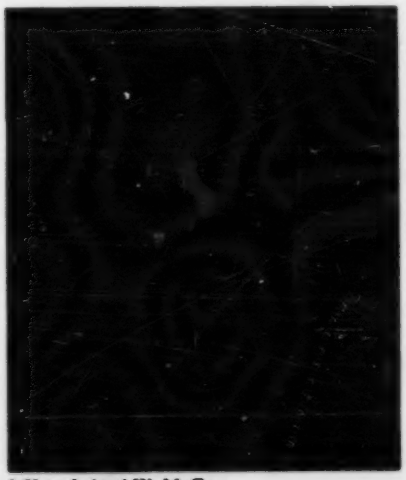
L'ouverture officielle de la centrale de Point Lepreau le 25 juin 1983 a été un des faits saillants de l'année financière. Des représentants de l'industrie de toutes les parties du monde se sont rassemblés pour célébrer le démarrage et la mise en exploitation commerciale de la première centrale nucléaire de la région atlantique. La centrale a atteint un facteur de capacité de 92,2 pour cent au cours de l'année financière, et a produit environ un tiers du total des achats et de la production. Ce rendement exceptionnel a permis à la Commission de s'assurer l'approvisionnement en énergie en utilisant la bonne technologie du CANDU canadien et d'atteindre une stabilisation des prix, malgré les conditions instables du marché mondial du pétrole.

Bien que moins de 6 pour cent de la production du réseau provincial provienne du pétrole, une grande partie de l'énergie achetée subit les effets du prix du pétrole. C'est pourquoi on intensifie les efforts afin de trouver des moyens rentables de convertir au charbon les centrales alimentées actuellement au mazout. Une étude entreprise par le gouvernement fédéral et Énergie N.-B. visant à évaluer la possibilité de convertir la centrale de Coleson Cove est rendue à la dernière phase.

Une attention prioritaire a été accordée au devancement de la date de mise en service des nouvelles installations d'interconnexion avec Hydro-Québec et à l'amélioration de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Ces mesures permettront à Énergie N.-B. d'accroître ses importations et dans un avenir rapproché ses exportations.

Les travaux se sont poursuivis en vue d'élever de trois pieds le niveau du réservoir de Mactaquac au début de l'été de 1984. La Commission a également participé à plusieurs projets importants de recherche et de développement en matière de combustibles de remplacement et d'utilisation de la chaleur résiduelle.

Une gestion saine, les résultats des stratégies adoptées par le passé et l'adoption de nouvelles orientations pour l'avenir permettront à l'entreprise provinciale de profiter des possibilités qui se présentent actuellement. Un des principaux objectifs de la Commission est toujours de remplir le mandat de satisfaire les besoins en énergie de la population du Nouveau-Brunswick par une exploitation productive et efficace. Il convient de féliciter la Commission, sa direction et son personnel pour leurs efforts en vue de réaliser cet important objectif.



L'Hon. Leland W. McGaw
Président

Arthur J. O'Connor
Directeur général

Exploitation

Les ventes d'électricité à l'intérieur de la province ont connu une hausse de 15,9 pour cent. Cette croissance, accusée après deux ans de recul dû à la récession, est directement attribuable au redressement de la situation économique au Nouveau-Brunswick. La demande globale en électricité a augmenté dans toutes les catégories d'abonnement avec une reprise vigoureuse dans le secteur industriel, en particulier l'industrie des pâtes et papiers où la demande de puissance a affiché un déclin durant la récession. La modernisation et l'agrandissement de New Brunswick Industrial Paper Company et de Consolidated Bathurst et la mise en production de deux nouvelles mines, Potash Company of America et Mount Pleasant, ont contribué de façon significative à la croissance des ventes à l'usage industriel, qui cette année ont connu une augmentation de 25,6 pour cent.

Le taux de croissance des livraisons en bloc, des ventes aux abonnés domestiques et à la catégorie d'usage général a été cette année de 8,3, 11,7 et 3,7 pour cent respectivement. La hausse des ventes dans le secteur domestique et des livraisons en bloc est en grande partie due à la conversion à l'électricité de plus de 6000 systèmes de chauffage domestique précédemment alimentés au mazout et à l'addition de plus de 5000 nouveaux abonnements domestiques. Des températures plus froides que l'année précédente ont aussi contribué à la hausse de la consommation. À l'heure actuelle, plus de 71 500 habitations utilisent l'électricité comme source de chauffage principale, soit plus de 30 pour cent de toutes les habitations du Nouveau-Brunswick.

Les ventes d'énergie aux entreprises interconnectées ont totalisé 6 272 884 000 kW.h, ce qui représente une augmentation de 75,8 pour cent par rapport à l'année précédente. Deux facteurs expliquent cette montée en flèche des exportations d'électricité, la vente de puissance et d'énergie en provenance de Point Lepreau à diverses entreprises de la Nouvelle-Angleterre en vertu des Accords de participation à la production qui sont entrés en vigueur en 1983 et l'accroissement des ventes d'économie aux entreprises de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre.

Le 6 juillet 1983, l'Office national de l'énergie a approuvé la vente de 25 MW en provenance de Point Lepreau à la Commonwealth Electric Company of Wareham, Massachusetts, élevant de ce fait le total des ventes sous contrat en provenance de Lepreau et approuvées par l'O.N.E. à 230 MW. En septembre, l'O.N.E. a aussi approuvé une entente pour la livraison de puissance et d'énergie associée en provenance du réseau à Central Maine Power. Entrée en vigueur le 1er novembre 1983, cette entente prévoit la livraison de 100 MW jusqu'au 31 octobre 1984, quantité qui passera à 150 MW le 1er novembre 1984 pour rester à ce niveau jusqu'au 31 octobre 1991.

Pendant l'exercice financier 1983-84, les ventes d'économie à la Nouvelle-Angleterre se sont élevées à 2 665 118 000 kW.h, soit une croissance de 15,5 pour cent. Les ventes à la Nouvelle-Écosse sont passées de 125 942 000 kW.h à 770 048 000 kW.h pendant l'exercice financier 1983-84. Quant aux ventes à l'Île-du-Prince-Édouard, leur taux de croissance n'a dépassé que de peu le 7 pour cent, menant à un total de 433 771 000 kW.h. Quelque temps après la fin de l'exercice financier, Énergie N.-B. a conclu avec Bangor Hydro une entente semblable à celle conclue avec Central Maine Power pour la livraison de 30 MW de puissance et d'énergie associée en provenance du réseau. Cette entente entrera en vigueur après l'obtention des autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis.

Le total de la production et des achats d'énergie de toute provenance s'est élevé à 16 299 213 045 kW.h, ce qui représente une augmentation de 34 pour cent par rapport à l'année précédente et un record pour Énergie N.-B. Les achats d'énergie ont connu une hausse de 17,3 pour cent comparativement à l'année précédente, ce qui a donné un total de 4 420 656 545 kW.h dont la plus grosse partie provenait du réseau de Hydro-Québec et le reste d'autres entreprises interconnectées et d'industries de la province.

L'ensemble de la production des centrales thermiques d'Énergie N.-B. a régressé de 18,7 pour cent, la production des centrales alimentées au mazout accusant une baisse de 29,2 pour cent et celle des centrales alimentées au charbon enregistrant une hausse de 5,3 pour cent. La production hydroélectrique a augmenté de 8,5 pour cent grâce aux conditions hydrauliques favorables qui ont prévalu pendant l'année financière. La production de la centrale nucléaire de Point Lepreau s'est élevée à près de 5,5 milliards de kilowattheures et sa production a représenté 33,7 pour cent de l'approvisionnement total.

Une demande de pointe provinciale record a eu lieu le 20 décembre 1983 et a atteint 1 702 100 kW, soit une hausse de 18,4 pour cent par rapport à celle de l'année précédente. D'autre part, la nouvelle demande de pointe brute, exportations comprises, survenue le 9 février 1984, a atteint 2 632 000 kW, soit une hausse de 10,1 pour cent par rapport à la pointe enregistrée l'année précédente.

À date du 31 mars 1984, la Commission desservait directement 235 877 abonnés, soit 5128 de plus que l'année précédente, et fournissait l'électricité indirectement à 37 617 autres abonnés par le biais des livraisons en bloc aux entreprises municipales d'Edmundston et de Saint-Jean. La consommation annuelle moyenne d'électricité était de 11 589 kW.h par chaque abonné desservi directement. Ce chiffre est à comparer avec la moyenne de 10 611 kW.h enregistrée l'année précédente, la hausse s'expliquant par l'augmentation du nombre d'habitations chauffées à l'électricité.

La charge provinciale a été alimentée à partir des sources suivantes: production nucléaire 33,5 pour cent et hydraulique 28,9 pour cent; achats, 23,2 pour cent; production à partir du charbon 8,6 pour cent et du mazout 5,8 pour cent.

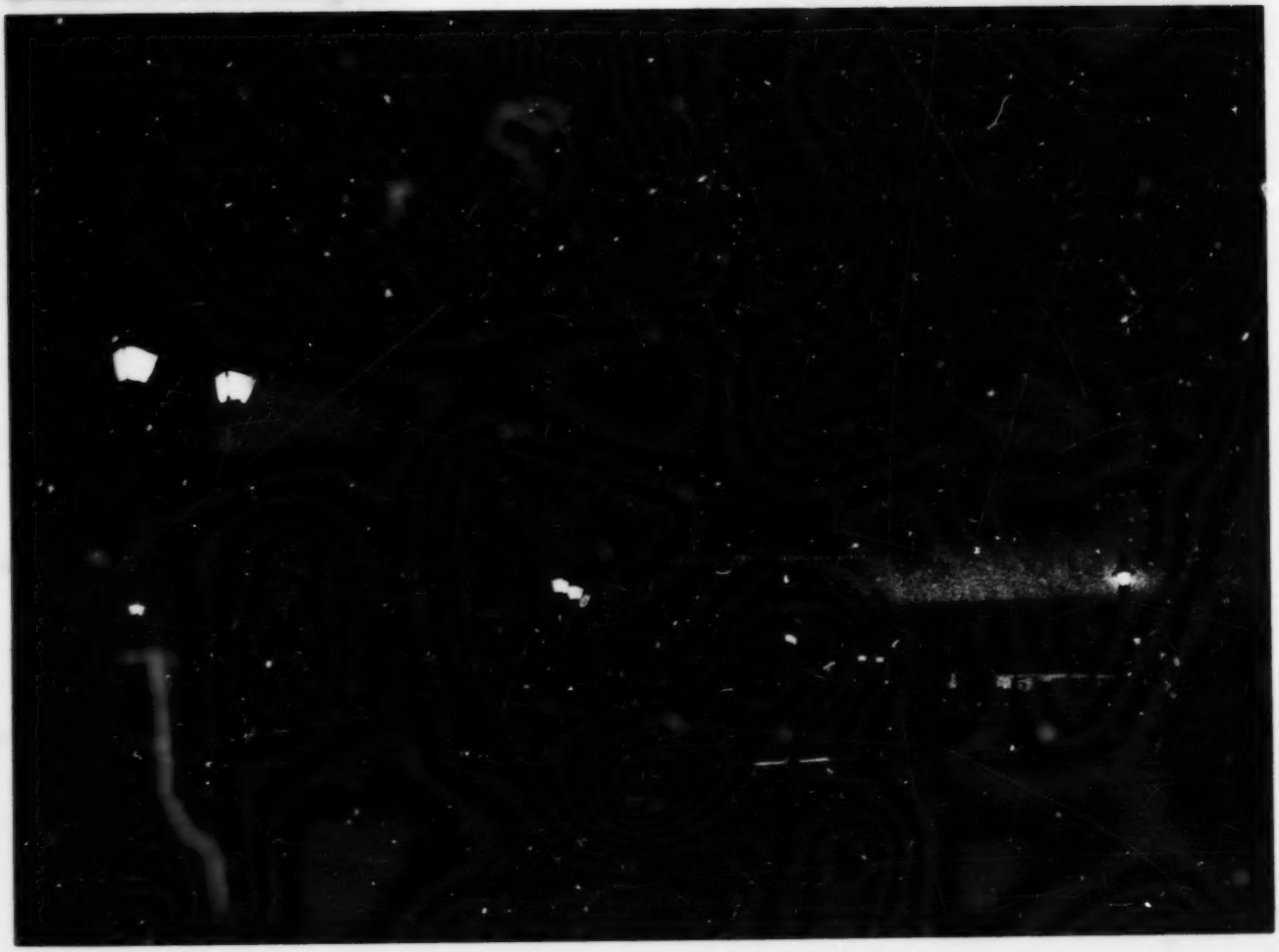
Finances

Les revenus se sont chiffrés à $768,7 millions, soit une augmentation de $223,1 millions par rapport à l'année précédente. Le revenu provenant de l'exploitation des interconnexions a augmenté de $140,2 millions et le revenu des ventes à l'intérieur de la province de $82,9 millions. L'augmentation du revenu issu des ventes par le biais des interconnexions est attribuable principalement aux ventes d'exportation réalisées lors de la première année complète de l'exploitation de la centrale de Point Lepreau et à la hausse d'environ

McCain Foods de Florenceville, N.-B. est une des plus grandes entreprises du monde dans le domaine de la production des produits alimentaires.

Suite à son programme de modernisation et d'expansion, les besoins en électricité de New Brunswick International Paper Company de Dalhousie ont pratiquement doublé.

Market Square, un projet d'un coût de $100 millions a été aménagé dans le centre-ville de Saint-Jean sur le site qui abritait autrefois la centrale Dock Street.



32 pour cent des produits des ventes d'économie aux entreprises interconnectées. L'augmentation du revenu des ventes domestiques provient d'un accroissement de 15,9 pour cent des ventes d'énergie conjugué avec une augmentation des tarifs de 8,8 pour cent qui est entrée en vigueur en avril 1983, ainsi que des produits de la vente des surplus de mazout lourd.

Le coût total du combustible et des achats d'électricité a augmenté de $35,0 millions pour atteindre $290,8 millions. Cette augmentation est due principalement à une hausse de $31,3 millions du coût des achats d'électricité que a été accentuée par l'accroissement des prix du mazout au début de l'année. Les frais d'exploitation et d'entretien et les frais généraux ont augmenté de $1,9 million pour passer à $135,3 millions, le coût d'amortissement a augmenté de $26,9 millions pour passer à $69,5 millions et les dépenses nettes d'intérêt sont passées à $236,9 millions, soit une hausse de $143,4 millions. L'augmentation du coût d'amortissement et des dépenses nettes d'intérêt s'explique encore une fois par le fait surtout qu'il s'agissait de la première année complète d'exploitation commerciale de la centrale de Point Lepreau.

Il existait à la Commission une politique visant à normaliser les coûts de production qui varient de façon imprévisible selon les fluctuations des débits d'eau moyens. Avec l'entrée de la centrale de Point Lepreau au réseau, il a fallu aussi tenir compte des variations de sa production qui sont en grande partie imprévisibles et qui peuvent influencer les coûts de production. Dans ce but, la Commission a instauré une Réserve pour la normalisation de la production qui tient compte à la fois des variations de rendement du groupe de production nucléaire et des débits d'eau. Les débits des cours d'eau se sont situés bien au-delà de la moyenne et la production d'énergie nucléaire a, au cours de l'année, dépassé les niveaux prévus, un montant de $33,0 millions a donc pu être imputé à l'exploitation et crédité à la Réserve pour la normalisation de la production, comparativement au montant de $3,6 millions qui avait été crédité l'an dernier.

Les ventes d'économie aux entreprises d'électricité voisines ont rapporté cette année $14,4 millions de plus que prévu. L'amortissement des augmentations non prévues provenant des ventes d'économie réalisées les années précédentes s'est chiffré à $13,2 millions. Un virement de $1,2 million a donc été effectué cette année du Compte des bénéfices au Compte de stabilisation des ventes d'économie.

Le bénéfice net de l'année s'est chiffré à 2,0 millions, soit une baisse de $19,4 millions par rapport à l'exercice financier précédent. Les bénéfices conservés dans l'entreprise se chiffrent à $89,0 millions, après affectation d'une somme de $1,0 million à la Réserve de normalisation de la production. Le total de ces affectations est actuellement de $112,0 millions.

Le total des dépenses d'immobilisations pour l'année financière est passé de $196,6 millions à $74,4 millions en raison de l'achèvement de la construction de la centrale de Point Lepreau, le dernier des projets importants ayant été mis en route au cours de la dernière décennie.

Étant donné que les fonds provenant de ses exploitations ont augmenté, que son programme de construction est de moins grande envergure et qu'elle n'avait pas à faire face à des exigibilités élevées, la Commission n'a pas eu besoin d'effectuer des emprunts à long terme.

Orientations

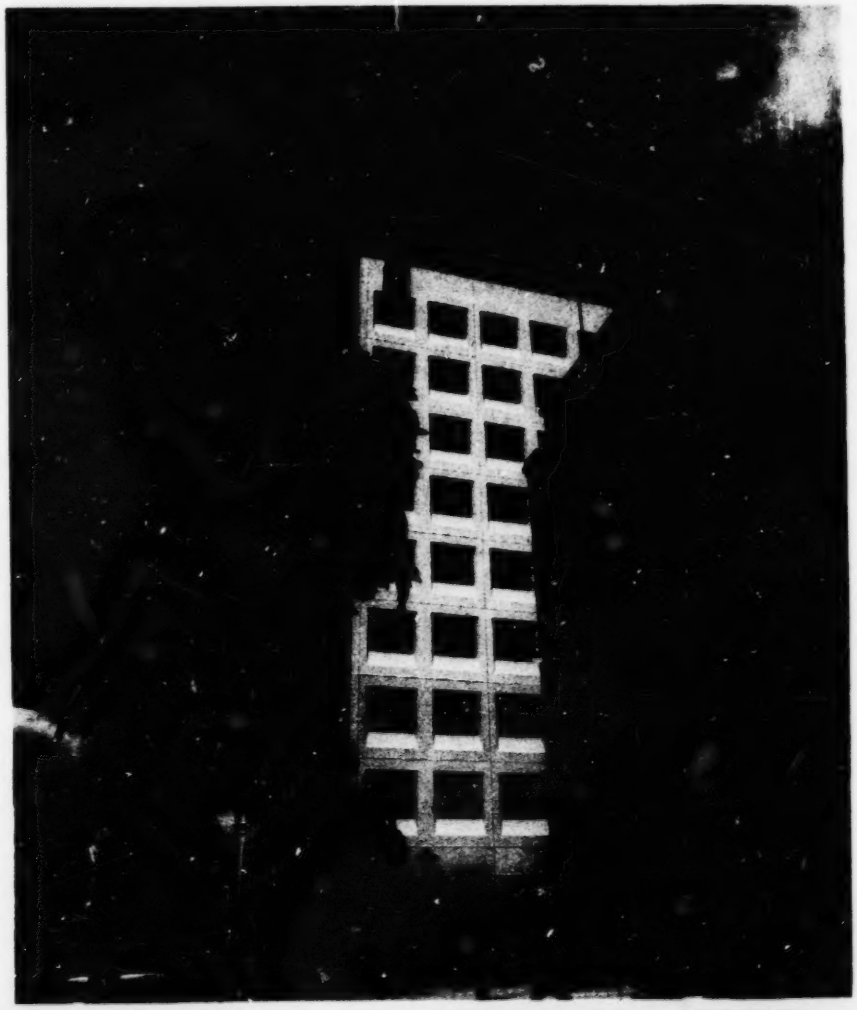
Énergie N.-B. a modifié considérablement son orientation à la suite de l'achèvement de son vaste programme d'équipement. Des efforts particuliers ont été déployés pour améliorer le rendement dans tous les domaines d'exploitation. L'organisation a été adaptée à ce mode d'exploitation, menant par le même coup à la réduction des paliers de gestion et de surveillance. De même, une activité intensive a été entreprise pour profiter des installations nouvelles et améliorées ainsi que de la haute technologie afin de réaliser un accroissement réel de la productivité et de l'efficacité. Une importance primordiale a été accordée à l'amélioration des services aux abonnés et des relations avec les abonnés ainsi qu'aux activités de commercialisation sur le marché domestique et le marché d'exportation. L'entreprise a aussi pris des mesures pour assurer le maintien d'une bonne communication au sein de l'organisation.

Au cours de l'automne de 1983, le siège social de la Commission a emménagé dans le nouvel immeuble à bureaux de la Banque de Montréal qui est construit sur le terrain d'Énergie N.-B. et dont la planification avait été faite conjointement. Le déménagement a mené au regroupement sous un même toit de tout le personnel du siège social, ce qui a permis de réduire le personnel de soutien, d'accroître la productivité et d'améliorer les communications. La construction d'un nouvel entrepôt général a donné des résultats semblables en réduisant le nombre d'emplacements utilisés pour l'entreposage ainsi qu'en permettant de regrouper les stocks en un seul endroit et d'améliorer les services et le contrôle du point de vue de la gestion.

Un nouveau système de gestion des documents a été mis sur pied au siège social et a permis de réduire de 90 pour cent l'espace utilisé à des fins d'entreposage. Les travaux de planification sont déjà entamés en vue d'accroître l'intégration et l'informatisation de la gestion des documents par l'établissement d'un code de classement global et la mise sur pied de nouveaux systèmes d'information pour les dossiers relatifs aux propriétés immobilières, aux dessins et à l'information technique.

La Commission a approuvé un plan à long terme d'élaboration de systèmes informatiques.

Dans le cadre de ses objectifs visant à améliorer la productivité, la Commission a approuvé un plan à long terme d'élaboration de systèmes informatiques. Un nouveau système comptable informatisé interne et un nouveau système de paie/personnel ont été mis en place. Les efforts soutenus en vue d'élaborer un système informatisé de gestion du matériel ont donné lieu à un système d'inventaire informatisé. Au cours de l'année écoulée, les premières phases d'un système intégré de gestion ont été mises en oeuvre. Plusieurs autres systèmes informatiques devraient être mis en service au cours de la prochaine année, y compris des améliorations au système de renseignements aux abonnés, un nouveau système d'achat informatisé, un système de



Le siège social d'Énergie N.-B. a déménagé au nouvel immeuble de la Banque de Montréal.

La nouvelle couleur des véhicules d'Énergie N.-B.

Le personnel dans le domaine du génie prépare les dessins techniques et compile les données de conception en se servant maintenant de systèmes de conception assistée par ordinateur (C.A.O.)

conception assistée par ordinateur et un système d'introduction à distance des relevés de compteurs. Tous ces projets placent la Commission au premier plan de la technologie moderne et visent à lui permettre d'accroître ses capacités en gestion afin d'améliorer son efficacité.

L'accent est mis sur le recyclage du personnel.

Vu son programme réduit d'équipement, l'entreprise a pris des mesures pour réduire ses effectifs, certaines mises à pied ayant été reliées au travail saisonnier tel que la construction des lignes électriques et les travaux de déboisement. À l'automne de 1983, la Commission a approuvé un Programme de retraite anticipée qui a été offert aux employés permanents âgés de 55 ans et plus; un total de 101 employés ont profité de ce programme. À la fin de l'année, les effectifs comptaient 2 491 employés permanents et temporaires, soit une diminution de 6,5 pour cent par rapport à l'année précédente. Les réductions de personnel se poursuivront par attrition, l'engagement de nouveaux employés se limitant aux personnes possédant la compétence requise par l'organisation. L'accent est mis sur le recyclage du personnel et un certain nombre de programmes axés sur le recyclage et l'accroissement des compétences en pénurie aiguë, y compris la familiarisation avec les ordinateurs, les habiletés en communications et en rédaction, ont été mis en oeuvre au cours de l'année afin d'aider les employés à s'adapter aux changements technologiques qui modifient le milieu de travail.

Le programme d'éducation énergétique de l'entreprise suscite toujours un vif intérêt chez les élèves et les enseignants dans l'ensemble de la province et on a maintenu une liaison avec le ministère de l'Éducation, le Conseil des premiers ministres des Maritimes et Énergie atomique du Canada Limitée pour la coordination de divers programmes réliés à l'énergie. Les travaux de recherche dans plusieurs domaines énergétiques permettent à Énergie N.-B. de mieux comprendre et de mieux satisfaire les besoins de ses abonnés. Énergie N.-B. continue de travailler étroitement avec l'Organisation des mesures d'urgence de la province afin de remplir son rôle dans le cadre du Plan des mesures d'urgence à l'extérieur de la centrale de Point Lepreau.

La Commission a approuvé des mesures intensives de commercialisation sur le marché domestique et le marché d'exportation.

La Commission a approuvé la prise de mesures plus intensives en matière de commercialisation sur le marché domestique et le marché d'exportation. Il existe dans tous les secteurs de grandes possibilités en matière de remplacement du mazout par l'électricité par le recours aux technologies électriques nouvelles et conventionelles. Un degré important de conversion a déjà été atteint dans le secteur domestique. Les efforts doivent maintenant viser à sensibiliser le public aux bienfaits de l'utilisation efficace de l'énergie et des économies et à rendre les abonnés de toutes les catégories conscients des possibilités de conversion à l'électricité ainsi qu'à fournir de meilleurs conseils et services techniques à ces abonnés.

Les efforts se poursuivent pour accroître la capacité des interconnexions et en ajouter d'autres.

Au cours des années, la mise en place d'interconnexions avec les entreprises voisines au Canada et aux États-Unis est devenue un objectif de plus en plus important pour Énergie N.-B., tant du point de vue financier que du point de vue de la fiabilité. Les bénéfices provenant de l'achat et de la vente de grandes quantités d'énergie sur ces interconnexions chaque année ont effectivement subventionné les abonnés de la province à un taux allant de 15 à 20 pour cent en une année donnée. La commercialisation à l'extérieur continuera d'être une haute priorité et les efforts se poursuivent afin d'accroître la capacité des installations d'interconnexions et d'en ajouter d'autres.

Les travaux sur une deuxième importante interconnexion avec Hydro-Québec ont avancé au cours de l'année financière. La première phase de cette interconnexion a été achevée en avril 1983 au moment où une artère radiale temporaire à 138 kV a été mise en service pour fournir au nord-est du Nouveau-Brunswick 50 MW provenant directement du réseau du Québec. Une artère radiale permanente à 315 kV sera mise en service vers la fin de 1984, ce qui augmentera la capacité de l'attache à 150 MW. Cette installation ainsi que l'achèvement d'un poste convertisseur de haute tension courant continu de 350 MW de Hydro-Québec et des lignes de transport connexes à 345 kV d'Énergie N.-B. au début de 1985 doublera la capacité totale d'interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et le Québec qui s'élévera à 1000 MW, ce qui procurera de l'énergie supplémentaire pour les ventes à l'intérieur de la province et les ventes d'exportation.

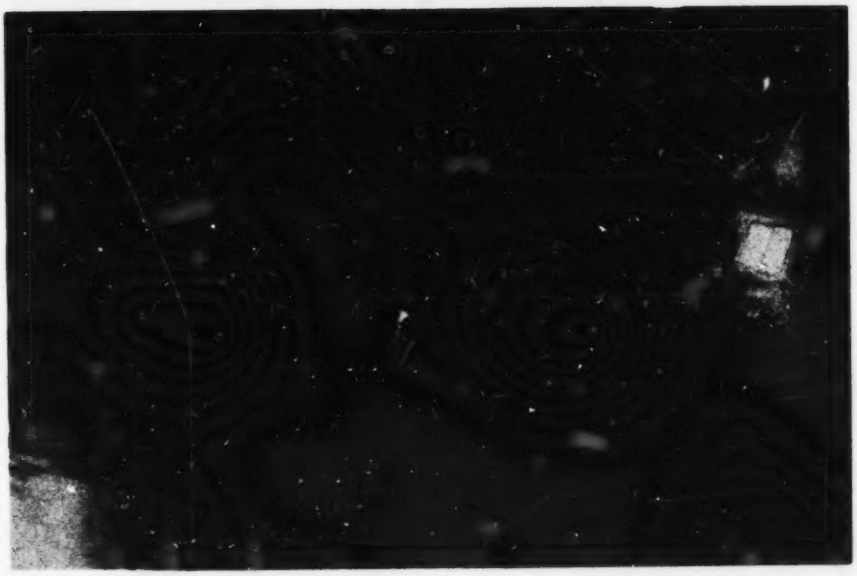
La capacité accrue d'interconnexion avec le Québec ainsi que l'accroissement de la capacité de production de la province ont amené Énergie N.-B. à conclure une entente avec la Maine Electric Power Company afin d'accroître la capacité de l'interconnexion actuelle avec la Nouvelle-Angleterre de 600 MW à 700 MW d'ici la fin 1984. Énergie N.-B. sera donc en mesure d'exporter plus d'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre quand l'occasion se présente. Des discussions et des études d'impact sur l'environnement ont été entreprises en vue de l'aménagement d'une deuxième interconnexion à 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre. Cette installation augmenterait les possibilités d'exportation à l'avenir et permettrait d'accroître les ventes sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.

Énergie N.-B. poursuit ses efforts de commercialisation concernant Point Lepreau 2 pour Maritime Nucléaire. On a reçu des lettres provenant de parties intéressées à négocier des contrats pour une partie de la production du deuxième groupe de Point Lepreau. Afin de répondre aux exigences environnementales des gouvernements provincial et fédéral, Énergie N.-B. ainsi que d'autres experts-conseils ont entrepris, au nom de Maritime Nucléaire, la préparation d'un Énoncé de l'impact sur l'environnement, ce projet étant aux derniers stades à la fin de l'année.

La troisième et dernière phase du projet visant à étudier la possibilité de convertir la centrale de Coleson Cove, qui est alimentée au mazout, a été entamée au cours de l'année financière. Cette étude technique de $900 000 à frais partagés sur une base de 75/25 entre le gouvernement fédéral et Énergie N.-B. a pour but d'étudier la possibilité de convertir la centrale de façon à brûler le charbon tout en retenant la capacité d'être alimentée à d'autres combustibles.

Les agents de service à la clientèle d'Énergie N.-B. ont fourni aux abonnés des conseils sur les moyens d'économiser de l'énergie et sur les possibilités de conversion.

Des milliers de Néo-Brunswickois se sont rendus aux expositions de thermographie aérienne tenues dans le cadre des Journées de consultation sur l'énergie.



Au cours de l'année, les travaux se sont poursuivis pour élever de trois pieds le niveau du réservoir de Mactaquac, ce qui permettra d'accroître la production de la centrale de trois pour cent, ou de 65 millions de kilowattheures d'énergie. Le projet résulte des négociations réussies avec les villes de Woodstock et de Hartland et avec les résidents le long du fleuve Saint-Jean et permet de profiter des mesures prises lors de l'aménagement initial.

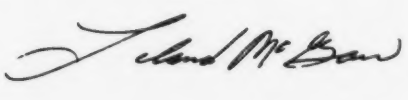
À la centrale de Mactaquac, le projet d'une installation d'élevage de poisson utilisant les eaux réchauffées provenant du système de refroidissement des générateurs a été mis en oeuvre par le ministère fédéral des Pêches et Océans afin d'accélérer l'incubation des oeufs et l'élevage du saumon. Cette nouvelle installation permet de rendre l'élevage du saumon plus efficace et d'assurer des bienfaits économiques et environnementaux. D'autre part, à la centrale thermique de Grand Lake, les eaux réchauffées provenant du condenseur sont versées sur l'extérieur d'une serre en vitre utilisée pour cultiver des tomates maraîchères. Cette méthode permet de réaliser des économies d'énergie de 50 pour cent comparativement aux serres chauffées selon les méthodes conventionnelles. Ces projets s'inscrivent dans le cadre de l'objectif d'Énergie N.-B. d'utiliser la chaleur résiduelle de ses installations.

Les projets en vue de trouver des combustibles de remplacement du mazout et en vue de l'exploitation et de l'utilisation des ressources du Nouveau-Brunswick se poursuivent.

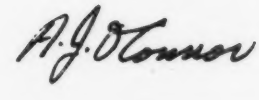
Les projets de recherche et de développement en vue de trouver des combustibles de remplacement du mazout et en vue de l'exploitation et de l'utilisation accrue des ressources du Nouveau-Brunswick se poursuivent à la centrale d'Énergie N.-B. à Chatham. Au cours de l'année, on a fait l'essai d'une suspension eau-charbon à faible teneur en cendre et en soufre désignée sous le nom de Carbogel et préparée par la Société de développement du Cap Breton en Nouvelle-Écosse. Les essais de combustion préliminaires ont donné généralement des résultats positifs et d'autres essais de combustion sont prévus pour l'été 1984 afin d'évaluer le rendement de l'équipement ainsi que l'efficacité et la rentabilité de la combustion. Le gouvernement fédéral a accordé une subvention de $1 million en vue d'une étude initiale de faisabilité technique et économique pour un deuxième projet comportant la combustion sur lit fluidisé utilisant le charbon et les schistes bitumineux du Nouveau-Brunswick. Une autre somme de $35 millions sera reçue si les résultats de l'étude de la première phase en démontre la faisabilité. Ce concept permettrait d'utiliser les ressources du Nouveau-Brunswick dans les futures centrales thermiques d'une façon qui serait rentable et acceptable du point de vue de l'environnement.

Compte tenu des stratégies adoptées par le passé en matière de développement et compte tenu de l'orientation actuelle, Énergie N.-B. devrait pouvoir améliorer sa situation financière au cours des années 80 de façon à obtenir plus facilement les capitaux quand ils sont requis pour construire d'autres installations.

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick



Leland W. McGaw
Président

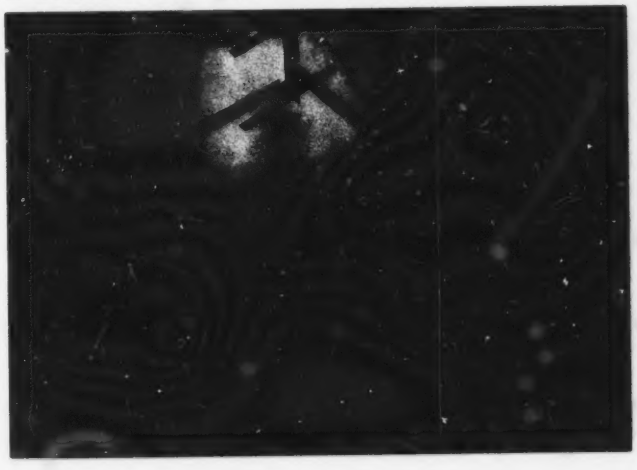


Arthur J. O'Connor
Directeur général

Travail d'érection d'une pylône lors de l'aménagement d'une deuxième interconnexion importante entre Énergie N.-B. et Hydro-Québec.

Une suspension spéciale eau-charbon a fait l'objet de combustion expérimentale à la centrale de Chatham d'Énergie N.-B.

La chaleur résiduelle de la centrale thermique de Grand Lake chauffe les serres où se cultivent des tomates maraîchères.

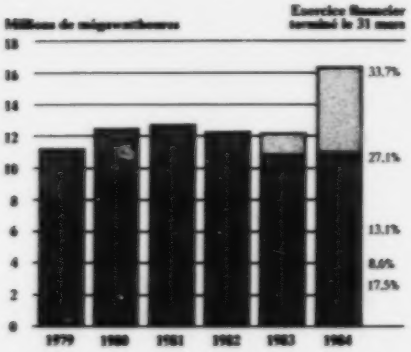


Graphiques

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

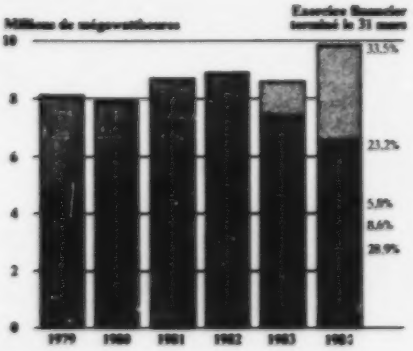
Approvisionnement
Le total de l'électricité produite et achetée a connu une hausse record de 34% pendant l'exercice financier 1983-84, la production nucléaire étant la plus importante comparée à chacune des autres sources d'électricité du réseau.

Nucléaire
Charbon
Achats
Hydraulique
Mazout



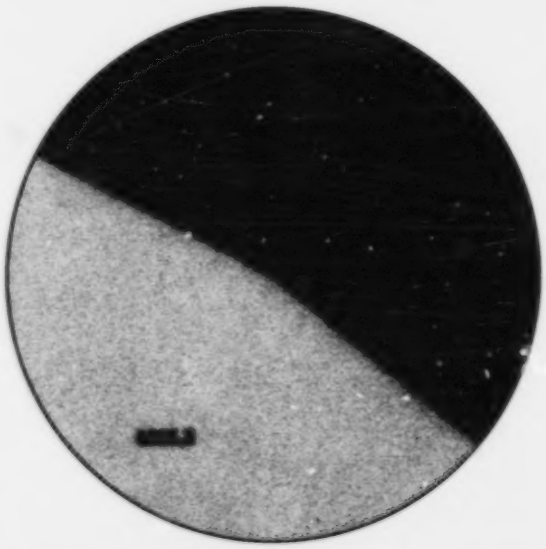
Approvisionnement de la charge provinciale
La production à partir du mazout pour l'approvisionnement de la charge provinciale a été réduite pour atteindre en 1983-84 le taux de 5,8%, comparativement au maximum de 31,1% atteint en 1978-79.

Nucléaire
Charbon
Achats
Hydraulique
Mazout



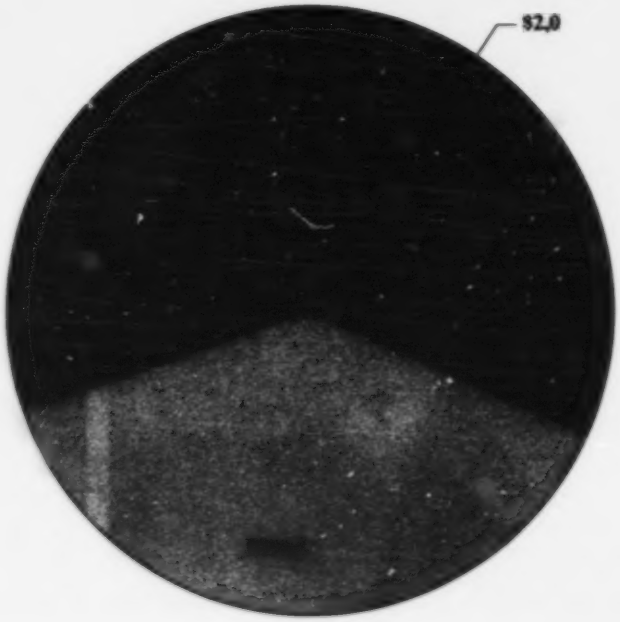
Répartition des revenus (Millions de dollars)
Le bilan des revenus pour l'exercice financier 1983-84 a été influencé par l'augmentation des dépenses due à l'exploitation pendant la première année complète de la centrale de Point Lepreau, à la hausse imprévue des prix du pétrole et à l'imputation au poste d'exploitation des charges, avec un crédit aux Réserves, en raison du rendement exceptionnel de la centrale nucléaire et des conditions hydrauliques.

1982/83



Combustible et achats d'électricité
Intérêt
Frais d'exploitation et d'entretien et autres frais, y compris les virements*
Amortissement
Réserves et capital propre

1983/84



Sources des revenus
Les revenus des ventes d'exportation aux entreprises canadiennes et américaines se sont chiffrés à près d'un (1) million de dollars par jour durant l'exercice financier 1983-84, représentant ainsi 43,3% du revenu total.

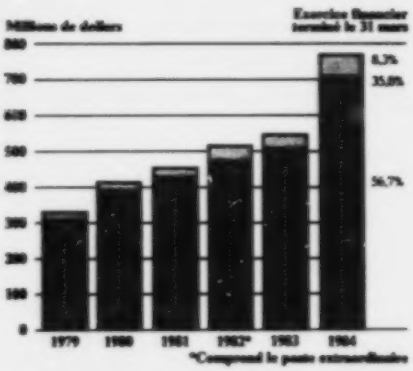
- Entreprises canadiennes
- Entreprises américaines
- À l'intérieur de la province

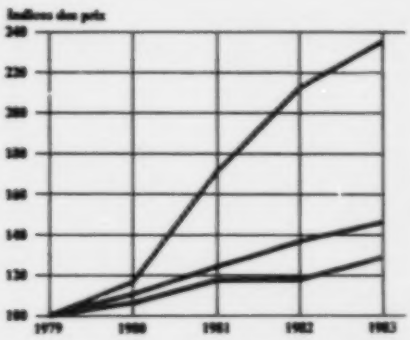
Comparaison des indices des coûts
Les efforts renouvelés de commercialisation tiennent compte du fait que la population est de plus en plus consciente des bienfaits compétitifs de l'électricité. Au cours des quatre dernières années, le taux annuel moyen d'augmentation des tarifs d'électricité a été de 6,5%, ce qui est inférieur à l'Indice des prix à la consommation.

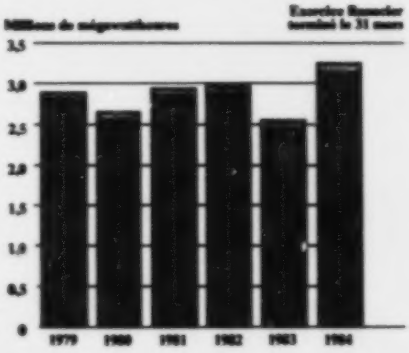
- Mazout
- Indice global des prix à la consommation
- Électricité

Consommation énergétique dans le secteur industriel
Les ventes au secteur industriel ont augmenté de 25,6% au cours de l'exercice financier 1983-84, cette hausse étant attribuable à la reprise et à la croissance des activités du secteur, en particulier l'industrie des pâtes et papiers.

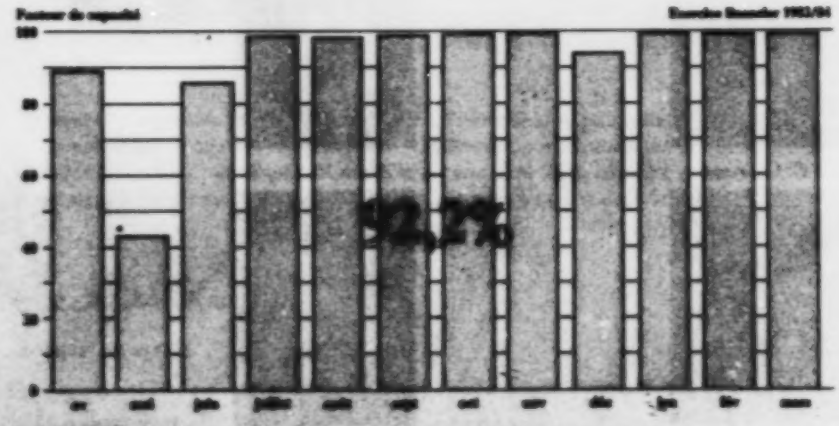
- Produits alimentaires
- Mines
- Autres produits
- Bois







Fonctionnement de la centrale de Point Lepreau
À l'exception de la période d'arrêt annuel pour des fins d'entretien périodique, qui a eu lieu durant la première partie de l'exercice, la centrale de Point Lepreau a fonctionné pratiquement à pleine puissance en 1983-84.



Organigramme

La Commission

L'Hon. Leland W. McGaw, *président*

Louis E. Landry, *vice-président*

Gaétan Bossé

Jean C. Chiasson

William K. Cleghorn

Peter J. Dykeman, c.r.

Eric C. Garland

Harry Williston

Donna K. Young

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor,
directeur général

Frank C. MacLoon,
directeur général adjoint
Génie et Exploitation

Richard A. Toner,
directeur général adjoint
Administration

G. Linwood Titus,
directeur général adjoint
Planification et
Développement

Paul S. Creaghan, c.r.
secrétaire et chef du
contentieux

Lloyd M. Totten,
directeur Finances

Terrence S. Thompson,
directeur Affaires publiques

Frank H. Ryder,
directeur Planification
économique générale

États financiers

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Rapport des vérificateurs

Touche Ross & Cie
Comptables agréés

L'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1984 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1984 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 25 juin 1984

PLACE CARLETON — 520, RUE KING — FREDERICTON, NOUVEAU-BRUNSWICK E3B 6G3
TELEPHONE (506) 455-0340

Bilan

au 31 mars 1984

Actif

	1984	1983
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé et la construction en cours (note 2)	**2 359 378 894 $**	2 359 207 325 $
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**20 750 231**	8 685 971
Débiteurs	**90 267 239**	81 909 326
Matières, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**64 455 755**	68 584 572
Charges payées d'avance	**2 418 695**	2 239 675
	177 891 920	161 419 544
Charges reportées		
Différences de change latentes, moins les montants amortis (note 3)	**129 445 496**	117 035 546
Déclassement de la centrale nucléaire (note 1h)	**69 900 000**	71 700 000
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets moins les montants amortis	**22 327 490**	25 463 911
Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations	**1 731 337**	928 417
Autres charges	**138 777**	157 465
	223 543 100	215 285 339
Fonds détenus à des fins particulières		
Fonds d'assurance	**7 667 312**	7 614 879
	2 768 481 226 $	2 743 527 087 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leland W. McGaw, président

Louis E. Landry, vice-président

Passif

	1984	1983
Dette à long terme (note 4)		
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	1 818 410 683 $	1 855 731 210 $
Billet à payer à Énergie Atomique du Canada, Limitée	350 000 000	350 000 000
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	47 072 094	48 615 850
Emprunt à la province du Nouveau-Brunswick	643 896	882 553
Autre dette à long terme	7 325 646	7 448 908
Obligation en vertu du contrat de location-acquisition	11 259 385	—
	2 234 711 704	2 262 678 521
Moins tranche échéant à moins d'un an	131 688 357	49 148 465
	2 103 023 347	2 213 530 056
Passif à court terme		
Dette bancaire (note 5)	2 669 516	7 689 427
Créditeurs et frais courus	51 762 156	52 133 742
Intérêt couru sur les débentures et billets émis par la Commission	93 891 273	75 193 249
Intérêt couru sur l'emprunt à la province du Nouveau-Brunswick	9 182	18 185
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	131 688 357	49 148 465
Retenues sur les contrats en cours	2 584 056	5 410 653
Dépôts pour service	1 143 205	942 011
	283 747 745	190 535 732
Passif reporté		
Avances des abonnés pour l'aide à la construction	464 349	464 349
Compte de stabilisation des ventes d'économie (note 6)	27 370 000	26 175 000
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire (note 7)	79 460 930	73 360 329
	107 295 279	99 999 678
Réserves (note 8)	185 450 974	151 450 235
Bénéfices conservés dans l'entreprise	88 963 881	88 011 386
	2 768 481 226 $	2 743 527 087 $

État des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1984

	1984	1983
Produits		
Ventes d'électricité (note 9)	**747 330 838 $**	534 539 326 $
Ventes de vapeur	**6 892 843**	4 648 217
Autres (note 10)	**14 454 605**	6 448 904
	768 678 286	545 636 447
Charges		
Achats d'électricité	**133 239 162**	101 907 906
Production d'électricité		
Combustibles	**157 574 972**	153 906 447
Autres charges	**64 281 827**	66 525 632
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	**70 975 289**	66 914 043
Amortissement	**69 532 299**	42 664 515
	495 603 549	431 918 543
Bénéfice avant les intérêts et le change	**273 074 737**	113 717 904
Intérêts et change	**247 364 724**	220 880 115
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**3 144 197**	3 129 522
Amortissement des différences de change latentes (note 11)	**11 086 181**	7 102 193
	261 595 102	231 111 830
Déduire		
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	**22 910 053**	26 003 851
Intérêts capitalisés	**1 758 546**	111 592 995
	24 668 599	137 596 846
	236 926 503	93 514 984
Bénéfice d'exploitation net de l'exercice avant les postes suivants	**36 148 234**	20 202 920
Redressement pour la normalisation de la production	**33 000 739**	3 572 244
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie	**1 195 000**	(4 748 000)
	34 195 739	(1 175 756)
Bénéfice net de l'exercice	**1 952 495 $**	21 378 676 $

État des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1984

	1984	1983
Solde au début de l'exercice	88 011 386 $	76 632 710 $
Bénéfice net de l'exercice	1 952 495	21 378 676
	89 963 881	98 011 386
Affectation à la réserve pour la normalisation de la production	1 000 000	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice	88 963 881 $	88 011 386 $

État de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1984

	1984	1983
Provenance des fonds		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**1 952 495 $**	21 378 676 $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de mouvement de fonds		
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire	**7 900 601**	1 660 329
Provision pour l'amortissement des bâtiments, de l'outillage et du matériel	**69 532 299**	42 664 515
Amortissement des véhicules	**1 511 300**	1 529 235
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**3 144 197**	3 129 522
Amortissement des différences de change latentes	**11 086 181**	7 102 193
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie	**1 195 000**	(4 748 000)
Redressement pour la normalisation de la production	**33 000 739**	3 572 244
Frais d'arpentage, de génie et de formation radiés	**182 136**	48 864
	129 504 948	76 337 578
Produit de l'émission de débentures et de billets, moins l'escompte et les frais	**—**	97 787 549
Obligation en vertu du contrat de location-acquisition	**11 259 385**	—
Contributions pour aide à la construction	**2 798 615**	499 065
Produit de la vente de biens	**374 154**	84 815
Diminution des autres charges reportées	**18 688**	18 529
	143 955 790 $	174 727 536 $
Utilisation des fonds		
Dépenses en immobilisations	**74 387 937 $**	196 604 318 $
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles)	**20 486 867**	52 287 221
Dépôts dans les fonds d'amortissement	**40 628 656**	33 670 626
Augmentation des frais reportés d'arpentage, de génie et de formation	**985 056**	—
Remboursement d'emprunt à la Commission d'énergie du Nord canadien	**1 543 757**	1 458 724
Autre diminution de la dette à long terme	**123 262**	112 783
Augmentation (diminution) du fonds de roulement compte non tenu des changements de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**5 800 255**	(109 406 136)
	143 955 790 $	174 727 536 $

Notes Complémentaires

31 mars 1984

1. Sommaire des principales conventions comptables

Les états financiers dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût à l'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits à l'égard de l'énergie produite pendant la période des essais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement d'après les frais d'intérêt sur les emprunts à long terme.

Les frais de réparation et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou rénovés, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement cumulé, est débité ou crédité à l'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions du Gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée de service prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux devant amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des prix qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du Gouvernement. La durée d'utilisation prévue des principales catégories d'immobilisations fait l'objet de vérifications périodiques et s'établit comme suit:

Biens	*Années*
Centrales hydro-électriques	68
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes d'arrivée et postes	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments généraux	40
Bâtiment détenu en vertu du contrat de location-acquisition	50

b) Stocks

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escomptes et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations
Les frais d'arpentage et de génie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations conclues en monnaie étrangère
Les postes à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsque ces postes ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire selon la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours, montants qui sont reportés jusqu'à l'achèvement du projet, date à partir de laquelle ils sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes sur change reportés est accumulé dans un compte de différences de change latentes qui figure au bilan sous le poste Charges reportées.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Produits
Les abonnés des services résidentiel et général sont facturés mensuellement à différentes dates selon des critères préétablis. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. La Commission ne comptabilise pas les produits courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

g) Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de recouvrer ses charges d'exploitation et son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs, reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes d'économie et sur lesquels la Commission n'a bien souvent aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits imprévisibles. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes d'économie.

Redressement pour la normalisation de la production

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les conditions hydrauliques et le rendement de la centrale nucléaire, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis près de 35 ans ainsi que sur le rendement de la centrale nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des industries comparables et de l'expérience du groupe nucléaire en matière d'exploitation.

Compte de stabilisation des ventes d'économie

Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes d'économie.

Les montants ainsi reportés sont ajoutés au calcul des revenus nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h) Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire
Afin de pourvoir aux coûts futurs afférents à l'évacuation définitive des déchets de combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire afin que l'emplacement ne soit plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, ajoutés aux revenus de placement, sont proportionnels au coût total de ces activités au fur et à mesure où ils sont engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport vers des installations d'évacuation à long terme et de la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Le calcul du coût annuel afférent à l'évacuation des déchets de combustible nucléaire irradié est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommée au cours de l'année. La provision relative au déclassement de la centrale nucléaire est calculée en amortissant en versements annuels égaux le coût estimatif du déclassement à compter de la date à laquelle le groupe est entré en exploitation. Le solde non amorti de ce coût estimatif est comptabilisé au bilan sous le poste Charges reportées et représente le montant qui devra être recouvré des clients et abonnés pendant la durée d'utilisation des installations.

Le compte du passif reporté relatif à la gestion des déchets de combustible irradié et au déclassement de la centrale nucléaire représente l'élément de passif initial relatif à la mise hors service de la centrale nucléaire à compter de la date à laquelle les installations ont été mises en service, ainsi qu'un montant supplémentaire ajouté chaque année pour tenir compte du passif estimatif lié à l'évacuation des déchets de combustible nucléaire irradié consommé pendant l'année. L'intérêt annuel composé, calculé suivant le taux en vigueur pour les emprunts à long terme au Canada, est ajouté au compte selon le total des montants recouvrés des abonnés.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission entend mettre les résultats de son étude à jour périodiquement par le biais de redressements des hypothèses, des estimations et des calculs qui pourront s'avérer nécessaires.

2. Immobilisations

	1984	1983
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	**2 180 325 984 $**	2 158 668 180 $
Réseau de transport	**130 465 066**	127 445 632
Postes	**170 304 020**	166 252 320
Réseau de distribution	**244 668 915**	220 720 491
Autres propriétés*	**25 719 692**	9 511 879
Matériel de communication	**4 320 123**	4 311 303
Véhicules et matériel divers	**26 481 894**	24 104 621
	2 782 285 694	2 711 014 426
Moins les contributions pour aide à la construction	**10 922 712**	8 124 098
Subventions gouvernementales — Installations Mactaquac et CCHT (courant continu à haute tension)	**22 500 000**	22 500 000
	33 422 712	30 624 098
	2 748 862 982	2 680 390 328
Moins l'amortissement cumulé	**415 100 166**	346 407 214
	2 333 762 816	2 333 983 114
Construction en cours	**25 616 078**	25 224 211
	2 359 378 894 $	2 359 207 325 $

*y compris 11 259 385 $, soit le montant brut des biens détenus en vertu du contrat de location-acquisiton

3. Différences de change latentes, moins les montants amortis

	1984	1983
Différence de change à la date du bilan relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	**27 447 900 $**	26 521 250 $
Remboursables en dollars des États-Unis	**168 079 919**	133 209 825
Différence de change à la date du bilan relative à l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**283 412**	474 817
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick		
Fonds d'amortissement des débentures et des billets émis par la Commission	**(31 288 323)**	(17 523 755)
Fonds d'amortissement de l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**(25 726)**	(56 241)
Prime du change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	**(167 312)**	(114 879)
	164 329 870	142 511 017
Moins l'amortissement cumulé	**34 884 374**	25 475 471
	129 445 496 $	117 035 546 $

4. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	*Taux d'intérêt*	1984	1983
Remboursables en dollars canadiens			
1985 17 mars	13¼	**75 000,000 $**	75 000 000 $
1985 15 mai	13¾	**75 000 000**	75 000 000
1987 15 mars	5½	**2 650 000**	2 650 000
1988 1er novembre	5½	**2 000 000**	2 000 000
1989 15 octobre	8½	**228 000**	228 000
1990 10 janvier	11¼	**50 000 000**	50 000 000
1990 1er août	9	**293 000**	293 000
1991 1er juillet	5¾	**5 000 000**	5 000 000
1992 15 mars	5½	**7 350 000**	7 350 000
1993 8 février	11¾	**100 000 000**	100 000 000
1993 1er novembre	5½	**6 000 000**	6 000 000
1994 15 juin	5½	**10 000 000**	10 000 000
1994 31 décembre	5½	**3 790 000**	3 790 000
1995 1er mai	6¼	**15 000 000**	15 000 000
1995 15 mai	10⅜	**20 000 000**	20 000 000
1995 15 octobre	5¾	**7 500 000**	7 500 000
1996 1er janvier	6	**13 800 000**	13 800 000
1996 1er mars	6	**4 000 000**	4 000 000
1996 1er octobre	6½	**6 100 000**	6 100 000
1996 15 novembre	7⅞	**20 000 000**	20 000 000
1997 15 octobre	8⅜	**20 000 000**	20 000 000
1998 15 novembre	8½	**25 000 000**	25 000 000
1999 1er octobre	11	**24 674 000**	24 674 000
1999 31 décembre	5½	**8 210 000**	8 210 000
2000 1er mars	10	**50 000 000**	50 000 000
2000 25 août	11⅞	**35 000 000**	35 000 000
2003 21 décembre	10¼	**75 000 000**	75 000 000
2005 10 janvier	11¼	**50 000 000**	50 000 000
		711 595 000	711 595 000
Remboursables en francs suisses			
1985 20 avril (100 000 000 FS)	4¼	**60 815 000**	60 815 000
1991 28 septembre (76 000 000 FS)	6	**29 761 600**	29 761 600
1992 30 août (74 500 000 FS)	5¼	**33 532 450**	34 207 600
1993 30 mars (90 000 000 FS)	3¾	**51 401 700**	54 257 350
Dollars canadiens à la date d'émission		**175 510 750**	179 041 550
Différence de change à la date du bilan		**27 447 900**	26 521 250
		202 958 650	205 562 800

Échéance	*Taux d'intérêt*	1984	1983
Remboursables en dollars des États-Unis			
1986 2 janvier	5¼	**2 110 000 $ US**	3 086 000 $ US
1986 1er novembre	5¼	**1 265 000**	1 265 000
1987 1er septembre	5¼	**1 778 000**	2 820 000
1988 1er octobre	17	**60 000 000**	60 000 000
1989 1er mars	16¼	**75 000 000**	75 000 000
1990 15 avril	5	**8 041 000**	8 746 000
1991 1er mai	5½	**9 259 000**	9 890 000
1991 1er mai	15	**100 000 000**	100 000 000
1991 15 novembre	6	**17 500 000**	17 500 000
1992 15 octobre	6½	**15 000 000**	15 000 000
1993 15 février	6⅞	**15 000 000**	15 000 000
1994 1er février	7¾	**10 000 000**	10 000 000
1994 1er mars	9¾	**58 900 000**	62 000 000
1995 1er octobre	10½	**75 000 000**	75 000 000
1997 15 février	9	**87 500 000**	93 750 000
1998 1er avril	7⅞	**37 125 000**	38 700 000
2001 1er mai	9⅜	**100 000 000**	100 000 000
2004 1er avril	8¾	**50 000 000**	50 000 000
2005 15 janvier	10	**75 000 000**	75 000 000
2007 1er août	8¾	**75 000 000**	75 000 000
Dollars des États-Unis		**873 478 000**	887 757 000
Prime du change à la date d'émission		**73 436 748 $ CA**	74 436 537 $ CA
Différence de change à la date du bilan		**168 079 919**	133 209 825
		1 114 994 667	1 095 403 362
		2 029 548 317	2 012 561 162
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		**179 849 311**	139 306 197
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		**31 288 323**	17 523 755
		211 137 634	156 829 952
		1 818 410 683	$1 855 731 210 $
Énergie Atomique du Canada, Limitée			
Billet remboursable en 25 versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts au taux de 9,7064 % l'an, à compter du 1er avril 1984		**350 000 000 $**	350 000 000 $
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien			
Remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4 ½ % et 8 ½ % jusqu'en 2011		**47 072 094 $**	$ 48 615 850 $

	1984	1983
Emprunt à la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lequel la Province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursable en dollars des États-Unis)	1 825 000 $ US	2 030 000 $ US
Différence de change à la date du bilan	283 412 $ CA	474 817 $ CA
	1 308 412	2 504 817
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu par la Province relativement à ces débentures		
Valeur comptable	638 790	1 566 023
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère	25 726	56 241
	664 516	1 622 264
	643 896 $	882 553 $
Autre dette à long terme		
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, ainsi que l'intérêt, à 9 ¼ % l'an, en versements annuels égaux jusqu'en 1993	1 008 557 $	1 078 738 $
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt, à des taux variant entre 9 ¼ % et 9 ⅜ % l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2011	6 317 089	6 370 170
	7 325 646 $	7 448 908 $

Obligation en vertu du contrat de location-acquisition

La Commission a conclu un contrat de location d'une durée de 50 ans à l'égard de l'édifice abritant son siège social à Fredericton. Le contrat de location exige la répartition des coûts en capital et des frais d'exploitation en général en proportion de la superficie occupée par les locataires. Les intérêts débiteurs varient avec le taux préférentiel bancaire et l'amortissement de l'obligation en vertu du contrat de location est calculé suivant la méthode de l'amortissement à intérêts composés sur une période de 45 ans commençant la sixième année. La Commission jouit d'options d'achat de l'édifice à des dates et à des prix préétablis au cours de la durée du contrat de location. Le principal à rembourser en vertu du contrat de location-acquisition s'élève à 11 259 385 $. De ce montant, les premiers remboursements en vertu des exigences relatives au fonds d'amortissement s'élèvent à 14 565 $ et devront être effectués au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 1989.

Remboursements de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1984, à l'exception des paiements en vertu du contrat de location-acquisition, viennent à échéance de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1989:

	Dollars canadiens	Dollars des États-Unis	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1985	88 124 954 $	27 060 000 $	13 000 000 FS
Exercice se terminant le 31 mars 1986	90 594 101	27 772 000	113 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1987	17 160 253	26 819 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1988	17 139 687	26 489 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1989	18 146 841	160 950 000	13 000 000

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire à ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100 % du principal des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées avec avis au ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou toute perte provenant d'une telle opération est porté aux résultats.

5. Marge de crédit à court terme

La Commission dispose de marges de crédit bancaire garanties par la province du Nouveau-Brunswick lui permettant de faire des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. Au 31 mars 1984, ces emprunts à court terme s'élevaient à 200 000 $ (100 000 $ en 1983) et sont inscrits au bilan, ainsi que les chèques en circulation, au poste Dette bancaire.

6. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1984	1983
Solde au début de l'exercice	26 175 000 $	30 923 000 $
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus découlant des ventes d'économie de l'exercice	14 393 000	8 637 000
	40 568 000	39 560 000
Moins le montant amorti	13 198 000	13 385 000
Solde à la fin de l'exercice	27 370 000 $	26 175 000 $

7. Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire

	1984	1983
Passif au début de l'exercice	73 360 329 $	— $
Passif initialement prévu pour le déclassement de la centrale nucléaire	—	72 000 000
Passif prévu pour la gestion des déchets de combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	5 475 283	1 360 329
Intérêts imputés au cours de l'exercice	625 318	—
Passif à la fin de l'exercice	79 460 930 $	73 360 329 $

Les charges liées à la gestion des déchets de combustible irradié et au déclassement de la centrale nucléaire sont incluses dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputées aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant total recouvré de cette manière correspond à la différence entre le compte de passif et le solde des débiteurs reportés pour le déclassement de la centrale nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Commission.

	1984	1983
Passif pour la gestion des déchets de combustible irradié et le déclassement de la centrale nucléaire	79 460 930 $	73 360 329 $
Moins les débiteurs reportés pour le déclassement de la centrale nucléaire	69 900 000	71 700 000
Total du montant recouvré des abonnés	9 560 930 $	1 660 329 $

8. Réserves

	1984	1983
Normalisation de la production	177 950 974 $	143 950 235 $
Assurances	7 500 000	7 500 000
	185 450 974 $	151 450 235 $

Réserve pour la normalisation de la production
Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 1g), la Commission augmente la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 112 000 000 $ au 31 mars 1984 (111 000 000 $ en 1983).

Réserve pour assurances
Cette réserve a été constituée par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise et sert de fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance.

9. Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité comprennent des ventes de 269 349 529 $ (148 403 687 $ en 1983) à des entreprises de services publics aux États-Unis.
La valeur de ces ventes inclut des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

10. Produits divers

Les produits divers comprennent 6 717 515 $, soit le produit de la vente d'un excédent de mazout lourd, moins le coût d'acquisition de ce mazout.

Le mazout lourd avait été acquis en 1979 afin d'être éventuellement utilisé dans l'exploitation au charbon et au mazout de l'unité No 2 Dalhousie. Cette unité est présentement exploitée exclusivement au charbon du Nouveau-Brunswick et l'excédent de mazout a donc été vendu.

11. Amortissement des différences de change latentes

Au cours de l'exercice financier terminé le 31 mars 1984, la Commission a calculé le montant des différences de change latentes devant être amorties chaque mois d'après la durée de vie restante, en mois, des éléments d'actif ou de passif correspondants à valeur vénale fixe. L'amortissement annuel représente par conséquent la somme du résultat de chaque mois, plutôt qu'un montant annuel calculé d'après les taux de change en vigueur à la fin de l'exercice comme c'était le cas auparavant. La méthode mensuelle a été adoptée parce qu'elle permet d'établir des prévisions plus réalistes de l'amortissement annuel et moins susceptibles de varier sensiblement en raison d'une fluctuation imprévue des taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Si la méthode suivie antérieurement avait été utilisée pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1984, le montant total amorti pour l'exercice aurait été supérieur de 4 350 837 $.

12. Engagements relatifs aux immobilisations

Pour l'exercice se terminant le 31 mars 1985, on prévoit engager des dépenses totalisant environ 139 596 000 $ à l'égard de tous les projets d'immobilisations.

13. Passif éventuel

Afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, la Commission a garanti les paiements de N.B. Coal Limited, société d'État contrôlée et détenue par la Province, en vertu d'un engagement de prêt et d'un contrat de location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. Les paiements maximums éventuels au cours des 16 années restantes du contrat s'élèvent à 32 300 000 $. En retour, la Commission a droit à toute la production de charbon au prix coûtant ainsi qu'à une cession de la grue à benne traînante et à des droits miniers correspondants dans le cas où N.B. Coal Limited manquerait aux engagements stipulés dans le contrat de location. Au cours de l'exercice financier terminé le 31 mars 1984, les achats de charbon de N.B. Coal Limited ont totalisé 30 595 112 $ (27 019 612 $ en 1983). Au 31 mars 1984, la Commission devait à N.B. Coal Limited 2 628 319 $ (4 782 321 $ en 1983) à l'égard des livraisons courantes.

14. Maritime Nucléaire

La Commission a conclu une entente avec Énergie Atomique du Canada, Limitée constituant Maritime Nucléaire, entreprise destinée à mener une étude de faisabilité sur la construction d'un second groupe nucléaire à Point Lepreau. La Commission ne risque rien, financièrement parlant, à l'égard des activités de Maritime Nucléaire.

Bilan de la production et des ventes

Pour l'année financière terminée le 31 mars 1984

	1984 kilowattheures	1983 kilowattheures	Différence en kilowattheures	% + −
Production				
Hydraulique	2 802 627 889	2 628 080 000	+ 224 547 800	+ 8,5%
Thermique	3 532 076 000	4 343 347 000	− 811 271 000	− 18,7%
Nucléaire	5 493 774 000	1 421 287 000	+ 4 072 487 000	+ 286,5%
Diesel	78 709	19 100	+ 59 600	+ 312,0%
Achats	4 439 686 505	3 768 953 435	+ 651 703 110	+ 17,3%
Production brute et achats	16 299 213 005	12 161 686 535	+ 4 137 526 510	+ 34,0%
Consommation des centrales	766 165 989	624 271 160	+ 141 894 749	+ 22,7%
Production nette et achats	15 533 047 136	11 537 415 375	+ 3 995 631 761	+ 34,6%
Pertes – transformation et transport	654 238 190	542 144 026	+ 112 084 124	+ 20,7%
Pertes – % de la production nette et achats	4,2%	4,7%		
Total de l'énergie distribuée	14 878 808 986	10 995 271 349	+ 3 883 547 637	+ 35,3%
Ventes				
Livraisons en bloc	743 984 814	686 429 916	+ 57 154 898	+ 8,3%
Usage industriel	3 866 386 698	3 077 833 566	+ 787 552 492	+ 25,6%
Usage général	1 227 162 254	1 183 524 809	+ 43 637 445	+ 3,7%
Usage domestique	2 485 627 752	2 225 459 662	+ 260 168 090	+ 11,7%
Consom. annuelle moyenne par abonnement domestique	11 909	10 611		
Eclairage des rues	53 372 110	52 094 571	+ 1 277 539	+ 2,5%
Total des ventes à l'intérieur de la province	8 375 132 988	7 225 342 524	+ 1 149 790 464	+ 15,9%
Ventes par le biais des interconnexions	6 272 884 000	3 568 044 000	+ 2 704 840 000	+ 75,8%
Total général des ventes	14 648 016 988	10 793 386 524	+ 3 854 630 464	+ 35,7%
Auto-consommation – centrales et autres installations	786 539 234	624 593 844	+ 141 945 390	+ 22,7%
Pertes totales	804 656 823	743 706 167	+ 140 950 656	+ 19,0%
Production brute et achats	16 299 213 005	12 161 686 535	+ 4 137 526 510	+ 34,0%

Bilan et statistiques relatives à l'exploitation

	31 mars 1984	31 mars 1983	31 mars 1982	31 mars 1981	31 mars 1980
Puissance installée – kW	3 136 576	3 136 576	2 506 576	2 526 576	2 526 576
Production brute – Achats-kW.h	16 299 213 005	12 161 686 535	12 268 083 650	12 543 699 255	12 451 364 980
Total de l'énergie distribuée-kW.h	14 878 808 986	10 995 271 349	11 210 412 580	11 523 189 151	11 474 798 912
Revenu global	$ 768 678 286	$ 545 636 447	$ 514 680 146*	$ 453 031 722**	$ 409 957 872
Total des dépenses et des affectations	$ 767 725 791	$ 534 257 771	$ 502 186 714	$ 449 247 252**	$ 410 297 381**
Immobilisations, y compris les travaux en cours	$ 2 774 479 060	$ 2 705 614 539	$ 2 511 221 676	$ 2 344 262 161	$ 2 063 974 786
Actif à court terme	$ 177 891 930	$ 161 419 544	$ 273 381 451	$ 154 761 706	$ 247 109 259
Passif à court terme	$ 283 707 745	$ 190 535 732	$ 221 093 012	$ 230 849 430**	$ 172 609 560
Stocks	$ 64 455 795	$ 68 504 572	$ 33 621 120	$ 42 626 242	$ 35 312 633
Dette nette à long terme	$ 2 169 023 347	$ 2 213 530 056	$ 2 140 964 432	$ 1 961 663 406	$1 928 402 135
Actif du fonds d'amortissement	$ 211 892 159	$ 158 452 216	$ 122 899 965	$ 94 797 121	$ 73 274 713
Amortissement accumulé	$ 415 189 166	$ 346 407 214	$ 303 841 039	$ 269 119 450	$ 236 337 582
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	$ 274 414 855	$ 239 461 621	$ 214 510 701	$ 169 462 349**	$ 135 306 911**
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	$ 689 515 021	$ 585 868 835	$ 518 351 740	$ 438 581 799**	$ 371 644 493**
Total des réserves et des bénéfices conservés dans l'entreprise en pourcentage des immobilisations	24,9%	21,7%	20,6%	18,7%	18,0%
Kilomètres de lignes de transport	5 805	5 721	5 714	5 702	5 698
Kilomètres de circuits de distribution	22 986	22 236	21 718	21 168	20 873
Nombre d'abonnements domestiques	294 478	209 731	206 410	204 134	201 240
Nombre d'abonnements industriels	1 480	1 413	1 373	1 377	1 319
Nombre d'abonnements – usage général	17 804	17 506	17 266	17 086	16 689
Nombre d'abonnements – éclairage des rues	2 145	2 099	2 079	2 045	2 036
Nombre total d'abonnements	235 877	230 749	227 130	224 644	221 204

*Comprend le poste extraordinaire **Redressé

Nouveau-Brunswick

Données sur les centrales

	Nombre de groupes	Puissance installée (en kW)
Hydro-électriques		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total Hydro	23	811 900
Nucléaire		
Point Lepreau	1	630 000
Total Nucléaire	1	630 000
Mazout/Charbon		
Coleson Cove (mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (mazout)	4	263 365
Dalhousie (mazout/charbon)	15	280 000
Grand Lake 2 (charbon)	4	85 000
Chatham (charbon/mazout)	2	32 500
Total Mazout/Charbon	15	1 665 865
Turbine à gaz		
Moncton	1	25 000
Total Turbine à gaz	1	25 000
Groupe Diesel		
Grand Manan	5	3 811
Total groupe diesel	5	3 811
Total général	45	3 136 576

Énergie N.-B. en bref

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est une société provinciale de la Couronne sous propriété publique instituée en 1920 en vertu de la Loi sur l'énergie électrique.

Énergie N.-B. fournit l'électricité directement à près de 236 000 abonnés et indirectement à 37 000 autres par le biais des ventes aux entreprises municipales. Les effectifs de l'entreprise sont d'environ 2 500 employés permanents et temporaires travaillant en différents endroits dans toute la province. Le total de son actif se chiffre à plus de $2,7 milliards. Son réseau comprend quatorze centrales, d'une puissance installée globale de 3136 MW, et les installations de transport et de distribution connexes.

Le réseau d'Énergie N.-B. est interconnecté avec ceux des entreprises avoisinantes du Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Angleterre. Tout en assurant à ses abonnés de la province une sécurité d'alimentation accrue, les interconnexions permettent aux entreprises participantes de faire des transactions avantageuses importantes. Les bénéfices qui découlent de l'achat et de la vente de grandes quantités d'énergie par le biais des interconnexions ont permis à Énergie N.-B. de maintenir les tarifs d'électricité au Nouveau-Brunswick à un niveau de 15 à 20 pour cent plus bas qu'il n'aurait été possible autrement.

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton, N.-B.
E3B 4X1

For English copies of this report contact:
The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000,
Fredericton, N.B.
E3B 4X1